

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA PETROLEO**



**"TECNOLOGÍA DEL TRATAMIENTO DE DESALADO  
DE CRUDOS"**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO**

**Br. MANUEL ADOLFO YOYERA SOSA**

**PIURA - PERU  
ABRIL 2014**

**APROBADA EN CONTENIDO Y ESTILO POR**

**PRESIDENTE**

**SECRETARIO**

## VOCAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA PETROLEO



"TECNOLOGÍA DEL TRATAMIENTO DE DESALADO  
DE CRUDOS"

LOS SUSCRITOS DECLARAMOS QUE EL PRESENTE TRABAJO DE TESIS  
ES ORIGINAL, EN SU CONTENIDO, Y FORMA

Br. MANUEL ADOLFO YOYERA SOSA  
EJECUTOR  
ING. AQUILES PORTAL TAFUR  
ASESOR

## **DEDICATORIA**

Primeramente a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud, ser el manantial de vida y darme lo necesario para seguir adelante día a día para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

**Dios.**

Con todo mi cariño y mi amor a mis padres, que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba, a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento.

**Manuel y Lucy.**

Gracias a esas personas importantes en mi vida, que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda, ahora me toca retribuir, un poquito de todo lo inmenso que me han otorgado. Con todo mi cariño está tesis se las dedico a ustedes.

**Julio Gerardo.**

## **AGRADECIMIENTO**

A mis maestros **Ing° Mechato Quintana e Ing° Aquiles Portal**, que en este andar por la vida, influyeron con sus lecciones y experiencias en formarme como una persona de bien y preparada para los retos que pone la vida, a todos y cada uno de ellos les dedico cada una de estas páginas de mi tesis.

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como tema “**Tecnología del Tratamiento de Desalado de Crudos**” es identificar y solucionar correctamente los problemas asociados con las sales presentes en el petróleo crudo mediante el uso de una tecnología apropiada disponible en los sistemas de recolección y producción, para obtener niveles óptimos como parte de un control de calidad en la venta.

El tratamiento de las emulsiones se realiza en dos etapas básicas: la deshidratación, donde el contenido de agua a 1 o 2%; el desalado, donde se inyecta agua dulce o poco salada que disminuye la concentración de sal del agua remanente. Para ello el productor recurre a dos procesos: DEMULSIFICACIÓN Y DESALADO.

El objetivo de la *demulsificaciones* remover el agua coproducida emulsionada; El objetivo de un programa de *desalado* es remover las sales existentes en el crudo hasta valores de especificación.

Siendo el proceso de desalado del crudo una parte importante dentro del tratamiento del crudo, es que la aplicación de la tecnología correcta para remover el agua y la sal garantizando niveles de salinidad que sea económicamente factible es de suma importancia.

Lo cual se desarrollara de forma explyada todo lo referente a los métodos de desalado de crudo en la presente tesis.

# ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCION .....	1
1.1. Descripción del Proyecto .....	2
1.2. Justificaciones .....	3
1.3. Objetivos .....	3
CAPÍTULO II. MARCO TEORICO .....	5
2.1. CONTAMINANTES EN EL PETROLEO CRUDO .....	5
2.1.1. Agua en el petróleo crudo .....	5
2.1.2. Sales e impurezas solidas .....	6
2.2. EMULSIONES .....	6
2.2.1. Emulsiones en el crudo (Fig.1) .....	6
2.2.2. Origen de las emulsiones .....	8
2.2.3. Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones (Fig.2) .....	11
2.3. Los Desemulsificantes .....	14
2.4. Teoría de la separación bifásica .....	16
2.4.1. Asentamiento gravitacional .....	16
2.4.2. Tamaño de la gota del líquido en la sección de asentamiento gravitacional .....	17
2.4.3. Tiempo de residencia o retención .....	17
2.5. Métodos de tratamiento de crudo .....	18
2.5.1. Método mecánico .....	18
2.5.2. Método químico .....	21
2.5.3. Método eléctrico .....	24
CAPITULO III: TECNOLOGIA DEL TRATAMIENTO DE DESALADO DEL CRUDO .....	25
3.1. Proceso de Desalado .....	25
3.2. Consideraciones previas para el diseño de un sistema de tratamiento de crudo .....	26
3.3. Deshidratación del Crudo .....	28
3.3.1 Separación bifásica gas-líquido (Fig.03 – 04) .....	29
3.3.1.1. Etapas de Separación (Fig.05) .....	30
3.3.1.2. Limitación en el número de etapas de separación .....	31
3.3.1.3. Determinación del número óptimo de etapas .....	31
3.3.2. Tipo de separadores .....	32
3.3.2.1. Separador bifásico horizontal (Fig.6) .....	33
3.3.2.2. Separador bifásico vertical (Fig.7) .....	34
3.3.2.3. Partes internas de un separador (Fig.8 - 9) .....	35
3.3.3. Selección del separador horizontal contra el vertical (Fig.10) .....	37

3.3.4.	Separación trifásica (Fig.11- 12 - 13) .....	38
3.3.4.1.	Separador trifásico horizontal convencional (Fig.13).....	41
3.3.4.2.	Separador trifásico horizontal alterno (Fig.14).....	42
3.3.4.3.	Aplicaciones de cada tipo de separador trifásico.....	44
3.3.4.4.	Separador trifásico vertical (Fig.15 – 16 - 17). ....	44
3.3.4.5	Separadores de prueba .....	46
3.4.	Proceso de desalado del crudo(Fig.18) .....	49
3.4.1.	Consideraciones de diseño.....	51
3.4.2.	Nivel de deshidratación .....	51
3.4.3.	Eficiencia del mezclado .....	52
3.4.4.	Equipos para un tratamiento de desalado.. ....	53
3.4.4.1.	Tanque deshidratador o Gun Barrels (Fig.19) ... ..	53
3.4.4.2.	Tratadores –Calentadores (Fig.20) .. ..	54
3.4.4.3.	Coalescedores Electrostáticos (Fig.21)... ..	57
3.5.	Diseño y construcción del tanque deshidratador o tanque lavador ... ..	59
3.5.1.	Memoria de cálculo del diseño .....	59
3.5.1.1.	Diseño del sifón .....	61
3.5.1.2.	Diseño del desgasificador. ....	64
3.5.2.	Construcción del tanque lavador.....	65
3.5.2.1.	Clasificación .....	66
3.5.2.2.	Definiciones.....	68
3.5.2.3.	Procedimiento de construcción del tanque ... ..	68
3.5.3.	Especificaciones técnicas para el proceso de soldadura .. ..	74
3.5.3.1.	Definiciones.....	74
3.5.3.2.	Soldadura.....	75
3.5.3.3.	Inspección.....	76
3.5.3.4.	Uniones de soldaduras típicas... ..	77
3.5.4.	Pruebas radiográficas de soldadura y Pruebas hidrostáticas ... ..	81
3.5.4.1.	Pruebas radiográficas.....	81
3.5.4.2.	Exanimación por partículas magnéticas .....	86
3.5.4.3.	Exanimación ultrasónica . ....	86
3.5.4.4.	Exanimación por líquidos penetrantes .....	87
3.5.4.5.	Inspección visual .....	88
3.5.4.6.	Prueba hidrostática .....	88
CAPITULO IV : CONCLUSIONES .....		90
CAPITULO V : RECOMENDACIONES .....		93
CAPÍTULO VII: BIBLIOGRAFÍA .....		94
ANEXOS .....		95
ANEXO 01 .....		96
ANEXO 02 .....		97
ANEXO 03 .....		98



# CAPITULO I

## 1. INTRODUCCION

Todo petróleo que se produce contiene sal, agua y sedimentos, dependiendo del área de la cual es explotado y también de los métodos de manipuleo y transporte a que es sometido antes de llegar a los tanques de almacenamiento de refinería

La producción de petróleo de un yacimiento viene generalmente acompañada por agua, cuya cantidad y grado de salinidad depende de la edad del yacimiento. Por regla general, mientras más viejo es el yacimiento productor, mayor será la cantidad de agua salada asociada al crudo. El contenido de agua salada del crudo no tratado puede variar de una fracción de uno por ciento hasta por encima del noventa por ciento.

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada. El agua salada fluye con el aceite en forma de baches (más o menos grandes) o como pequeñas gotas dispersas en forma estable en la masa del aceite. En el primer caso se trata de una simple mezcla de aceite y agua. En el segundo de una emulsión.

Los problemas de desemulsificación de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos.

Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y aceite ha influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos.

Para evitar incrementar costos de transporte, tratamiento, disposición de agua y deterioro del equipo, los compradores de crudo limitan el agua y sedimento (BS&W) en el petróleo que compran, cuyos límites dependen de las condiciones locales, prácticas y acuerdos contractuales que generalmente oscilan de 0.15 a 0.4%. de BS&W (agua y sedimentos), que es predominantemente agua pero puede contener sólidos.

El contenido de sal se reporta normalmente en libras (cloruro de sodio) por miles de barriles de crudo (lbs/1.000 bls). El rango del contenido de sal puede variar desde cero hasta aproximadamente 1.000 libras. Sin embargo, el contenido está normalmente en el rango de 10 a 200 lbs/1.000 Barriles de crudo.

Dentro de un sistema de oleoductos que conducen el aceite a una refinería o a un puerto para su exportación deben manejarse crudos con valores de agua y sal similares a los mencionados. Si en algún punto del sistema no se obtiene el crudo bajo condiciones aceptables, debe modificarse o instalarse, la planta de deshidratación para no deteriorar el trabajo ya realizado.

Queda manifiesta la importancia de la deshidratación y desalado al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo de campo.

### **1.1.DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

El tratamiento del PETROLEO CRUDO es un proceso industrial que abarca el diseño y la operación de instalaciones de superficie para el logro técnico y económico de la entrega de crudo en óptimas condiciones de atributo de calidad contractual y de una gravedad API menor, para un mejor costo posible.

Para ello el productor recurre a dos procesos: DESEMULSIFICACIÓN Y DESALADO.

El objetivo de la *desemulsificación* es remover el agua coproducida emulsionada donde el contenido de agua debe llegar a 1 o 2%. El agua libre se separa al ingreso de la planta de tratamiento de crudo (PTC) para evitar el manejo de grandes volúmenes de agua, mediante un F.W.K.O. o separador trifásico. El objetivo de un programa de *desalado* es remover las sales existentes en el crudo hasta valores de especificación.

La mayor parte de producción del crudo requiere tratamiento para quitar el agua, sales y otros contaminantes (BS&W) antes de la transmisión a la refinería. La aplicación de la tecnología correcta para remover el agua, la sal y cualquier otro contaminante del cualquier flujo de petróleo crudo para producir un producto estabilizado con BS&W (Agua y Sedimento Básico) garantizando niveles tan bajo como un 0.1 y que sea económicamente factible, es el objetivo principal del presente trabajo.

## **1.2.JUSTIFICACION**

Los procesos de corrosión ocurren en todas las fases de producción de crudo y gas, tanto en yacimientos en tierra como mar. La corrosión destruye las facilidades de producción, por lo que es necesario proteger convenientemente mediante el uso de métodos adecuados para combatir la corrosión. Estos problemas pueden ser eliminados o controlados con el uso de una tecnología adecuada, que elimine el contenido de sales y contaminantes esto puede ser con tratamiento químico y/o tratamiento mecánico.

La labor principal del tratamiento de un crudo para darle las condiciones óptimas de venta es remover el agua, sales y sedimentos del crudo, por lo tanto es fundamental conocer técnicamente las tecnologías disponibles tanto del desalado de crudo como del desemulsificado y así poder disponer de métodos principales para identificar y solucionar correctamente los problemas asociados con la producción de petróleo y gas que además forman depósitos de hidrocarburos en la tubería de producción y líneas de flujo, separadores, tanques de almacenamiento

Siendo el proceso de desalado del crudo una parte importante dentro del tratamiento del crudo, es que la aplicación de la tecnología correcta para remover el agua y la sal garantizando niveles de salinidad que sea económicamente factible es de suma importancia; por lo tanto es justificable el presente estudio porque nos presentalas diferentes técnicas de desalado de los crudos existentes y aplicables en los campos del Nor-Oeste del Perú y así evitar los problemas de corrosión de las diferentes partes del proceso hasta la refinación.

## **1.3.OBJETIVOS**

### **1.3.1. OBJETIVO GENERAL**

El objetivo del presente trabajo es identificar y solucionar correctamente los problemas asociados con las sales presentes en el petróleo crudo mediante el uso de una tecnología apropiada disponible en los sistemas de recolección y producción, para obtener niveles óptimos como parte de un control de calidad en la venta

### **1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Identificar las causas del problema asociado con las sales presentes en el crudo.
- Elaborar un óptimo programa de Desalado y Desemulsificado que debe resultar en un mínimo costo de procesamiento: consumos de químicos, combustibles y/o electricidad óptimos.

- Obtener un crudo con el menor contenido de agua y sales para la venta, de acuerdo a las especificaciones
- Obtener un crudo de la menor densidad posible de venta (evitar pérdida de livianos por excesivo calentamiento del crudo lo que redundaría en un aumento de densidad del mismo y un menor precio de venta).
- Un manejo óptimo de las instalaciones de tratamiento minimizando excesivas interfaces (pads) en tanques de tratamiento, etc.
- La entrega de un agua de purga de calidad aceptable para disposición final o inyección al reservorio.

## **CAPITULO II**

### **2. MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. CONTAMINANTES EN EL PETROLEO CRUDO**

##### **2.1.1. Agua en el petróleo crudo**

Por lo general, la mayor parte de las sales en el petróleo vienen disueltas en el agua que lleva consigo. En consecuencia, para eliminarlas, es necesario remover el agua, es decir la salmuera presente. Como se sabe agua y aceite (petróleo) es inmiscible, no obstante, el agua (la salmuera) puede adherirse al crudo y al hacerlo sigue uno o ambos de los caminos siguientes:

- **Agua libre:** esta agua se incorpora al crudo a causa de la agitación a la que está sometido durante el proceso para extraerlo del subsuelo. La mezcla es muy inestable y se mantendrá mientras exista turbulencia; las gotas de agua dispersas se agrupan (coalescen) con facilidad y al aumentar su tamaño caen rápidamente por simple decantación natural. Su separación requiere solamente un tiempo de reposo, relativamente corto.
- **Agua emulsionada:** se denomina emulsión a la unión prácticamente permanente y aparentemente homogénea de un par de líquidos normalmente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en el seno del otro, en forma de pequeñas gotas. El agua emulsionada presente en el petróleo es también resultado de una fuerte agitación ocurrida dentro del pozo petrolero, pero en este caso las pequeñas gotas de agua dispersas están íntimamente ligadas al crudo debido a la presencia de una tercera sustancia llamada emulsionante que facilita la mezcla y la estabiliza. Esas sustancias están presentes en el crudo. En estas circunstancias, el contacto agua-aceite es sumamente fuerte, por lo que se necesita métodos especiales para romper (desestabilizar) la emulsión y separa el agua, ya que la decantación natural no es posible o tarda mucho tiempo. La eliminación del agua emulsionada es mucho más difícil y es aquí donde aparecen los mayores inconvenientes en todo el proceso de desalados de crudos.

### 2.1.2. Sales e impurezas solidas

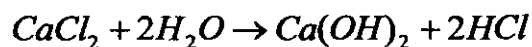
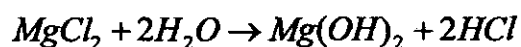
La importancia de eliminar del petróleo, el “agua innata” que le acompaña desde el yacimiento productivo, obedece a los efectos nocivos que ocasiona su presencia. Podemos citar los siguientes efectos:

- Es portadora de sales inorgánica promotoras de incrustaciones y corrosiones en los equipos de las refinerías.
- Disminuye el API del crudo y por lo tanto su valor comercial.
- Incrementa los costos de transporte y procesamiento del petróleo crudo.

Las sales y demás impurezas sólidas (arena, barro de perforación, compuestos organometálicos, arcilla, etc.) son indeseables porque tienden a formar depósitos, incrustaciones y residuos de carbón en los equipos de proceso, tuberías de conducción y tanques de almacenamiento.

Las sales que se encuentran con mayor frecuencia en el petróleo crudo son: los cloruros, sulfatos y carbonatos de los metales alcalinos y alcalinoterreos. Usualmente se encuentran disueltas en el agua y es posible que se presenten también en forma de cristales no disueltos, dispersos en el crudo.

Entre las sales, las más perjudiciales son los cloruros de calcio y magnesio que por hidrolizarse fácilmente a las temperaturas de los procesos de destilación, a ácido clorhídrico, constituyen medios potenciales de corrosión muy peligrosos.



- HCl : Ácido Clorhídrico Corrosivo

## 2.2. EMULSIONES

### 2.2.1. EMULSIONES EN EL CRUDO

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles mutuamente, o sea, dos líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales, uno de los cuales está disperso como gotas en el otro, y su estabilizador es un agente emulsificante. Las gotas dispersas son conocidas como la fase interna, el líquido que rodea a estas gotas es la

fase continua o externa. El agente emulsificante, generalmente se presenta en forma de una membrana envolvente y su función es separar la fase interna de la fase continua en la mezcla.

Según Urbacz (1987), las emulsiones de petróleo y agua pueden ocurrir de cuatro formas diferentes:

- **Agua en petróleo:** consiste en que en la fase continua (petróleo) existen gotas de agua (fase dispersa) inmersas en ella. Este tipo de emulsión comprende el mayor porcentaje de las emulsiones presentes en la Industria Petrolera. Por esta razón también se le conoce como emulsión “natural”. El contenido de agua en un campo de producción puede variar entre 1% y 80%.

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto estos dos líquidos coexisten como dos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas pero varían drásticamente desde 0.0022 ppm para el tetradecano hasta 1760 ppm del benceno en el agua. La presencia de dobles enlaces carbono-carbono (por ejemplo alquenos, dialquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo parafinas y alcanos) y la solubilidad del agua decrece con el peso molecular de los hidrocarburos.

- **Petróleo en agua:** este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo dispersas en una fase continua de agua. También se le conoce como emulsión “inversa” o “reversa” por estar constituida de manera opuesta a la emulsión “natural”. Este tipo de emulsión ocurre en aproximadamente el 1% de las emulsiones producidas en la Industria Petrolera.

- **Petróleo en agua en petróleo:** este tipo de emulsión raramente es encontrada en la producción de petróleo. En las áreas donde se encuentra, el petróleo es de alta viscosidad y gravedad específica ó el agua es relativamente blanda y fresca. La forma de este tipo de emulsión es hasta cierto punto muy compleja. Las gotas de petróleo están dispersas en gotas más grandes de agua las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de petróleo.

- **Agua en petróleo en agua:** este tipo de emulsión no ha sido encontrada en la producción de petróleo, aunque experimentalmente puede prepararse. En estructura es exactamente el reverso del tipo petróleo-agua-petróleo. Las gotas de

agua están dispersas en gotas más grandes de petróleo las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de agua.

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de líquido dispersas en otros líquidos como se muestra en la figura (1). Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas dispersas, considerándose como macro-emulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y micro-emulsión cuando el tamaño de las gotas varía entre 0.5 a 50 micras.

El método más simple para identificar el tipo de emulsión es por medio del uso del microscopio. Se obtiene una muestra de la emulsión y se coloca en el microscopio, luego una pequeña cantidad, bien sea de petróleo o de agua es agregada a la muestra. El líquido que sea miscible con la emulsión representa la fase continua. Bajo un microscopio, las gotas individuales son claramente visibles, por lo tanto, por medio de la prueba explicada y la aparición de gotas, el tipo de una emulsión compleja puede ser también identificada

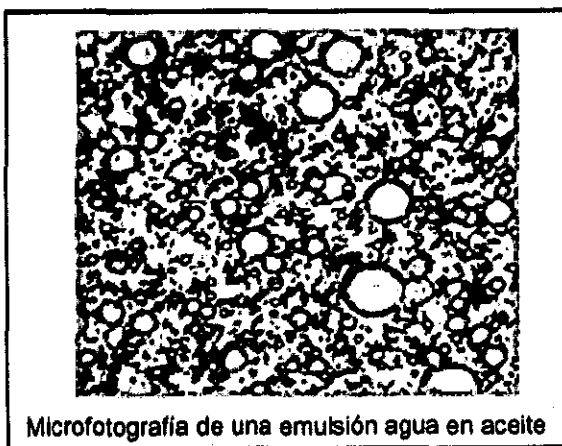


Figura. 1

### 2.2.2. ORIGEN DE LAS EMULSIONES

Existen tres componentes en una emulsión agua-petróleo: el agua presente en gotas dispersas (fase interna); el petróleo presente como fase continua (fase externa) y el agente emulsificante que estabiliza la dispersión.

Con la sola presencia de ellos no se forma la emulsión, existen entonces tres condiciones que son necesarias para la formación de una emulsión estable, es decir, una emulsión que no se romperá sin alguna forma de tratamiento:

1. Los líquidos (agua y petróleo) deben ser inmiscibles entre sí.
2. Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas en el otro líquido.



Las emulsiones no se forman espontáneamente, por lo tanto, hay que generar cierto trabajo en el sistema, este trabajo es producido por la turbulencia o agitación que ocurre en el movimiento de los fluidos por el paso a través de bombas, cambios de diámetro (chokes) o cualquier vía sujeta a severa agitación o presión. Por ejemplo, en un pozo que produce por flujo natural, esta turbulencia o agitación puede ser dada por el paso del flujo a través de la línea de transporte, conexiones del cabezal, estranguladores. En pozos de bombeo mecánico, lo ya antes expuesto más la agitación producida por la bomba es más que suficiente para la formación de la emulsión.

### 3. La presencia de un agente emulsificante.

Que puede ser uno o combinación de materiales surfactantes como los asfaltenos (un término general aplicado a la amplia variedad de compuestos de alto peso molecular que contienen sulfuro, nitrógeno, oxígeno, metales) resinas, ácidos orgánicos, arcillas, parafinas y muchas otras. Como las moléculas de petróleo son las que prevalecen, estos materiales serán poco atraídos por el cuerpo interno del petróleo y migrarán a la interfase agua-petróleo. Similarmente las impurezas del agua también migrarán.

El agente emulsificante es algún compuesto orgánico ó inorgánico que se encuentra presente en el petróleo crudo y que estabiliza la fase dispersa al formar una membrana o película elástica y fuerte que envuelve la superficie de las gotas evitando su decantación por gravedad. Esta membrana es gruesa y puede ser fácilmente visible en un microscopio. Su presencia hace difícil la coagulación de las gotas. Cuando estas gotas chocan entre sí, la elasticidad de la membrana actúa como pelota elástica o algunas veces se rompe formando partículas más pequeñas. Aunque esta acción repelente puede ser causada por otra razón, se ha comprobado que es debido más que todo a las propiedades elásticas de la membrana protectora que se forma por la acción del agente emulsificante. Es por esta razón que en cualquier sistema del tratamiento el objetivo principal es el de destruir esta membrana protectora, lo cual puede conseguirse si se neutraliza la acción del agente emulsificante. Si esto se consigue, las gotas serán capaces de coagular en partículas lo suficientemente grandes de manera que puedan separarse del petróleo por la acción de la gravedad.

Los tipos de agentes emulsificantes pueden ser subdivididos de acuerdo a su solubilidad en la fase continua.

Entre los agentes emulsificantes sólidos (no solubles) se tienen:

- Sílice

- Negro de Humo
- Arcilla

Entre los solubles se puede contar con:

- Surfactantes de Sodio
- Surfactantes de Calcio
- Surfactantes de Magnesio
- Asfaltos
- Bitúmenes

Adicionalmente, ciertas sustancias hidrofílicas como la goma (sustancia viscosa soluble en agua), que no se encuentran con el crudo pero que pueden ser tomados en el equipo de superficie, pueden actuar como agentes emulsificantes. El agente emulsificante se adhiere a los glóbulos por absorción y por atracción iónica.

Además se puede decir que, el tipo de agente emulsificante que es absorbido en la interfase petróleo-agua determinará el tipo de emulsión que se formará. Para agentes emulsificantes sólidos, el líquido que moja al agente será el líquido que formará la fase continua de la emulsión. Para los agentes solubles, la fase líquida de mayor solubilidad para el agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.

Estos fenómenos son un efecto de la tensión superficial que existe entre el agente y el petróleo y, el agente y el agua. Por ejemplo, si el agente es mojado o absorbido por el petróleo, la tensión superficial entre el petróleo y el agente en la interfase será más baja y el petróleo se convertirá en la fase continua. Como la tensión interfacial entre el agua y el agente emulsificante será más alta que la anterior descrita, el agua se agrupará en gotas.

Los emulsificantes de surfactantes están formados por una cadena muy larga de hidrocarburos y un grupo polar. El grupo polar es atraído por el agua, mientras que, la cadena de hidrocarburos se incorpora por sí misma al petróleo. Aunque solamente surfactantes de sodio y calcio han sido nombrados, surfactantes de cualquier metal alcalino, los surfactantes de metales de alta valencia, como zinc, hierro, aluminio, etc., actúan de manera similar a los surfactantes de calcio en su función emulsificadora.

En las emulsiones normales o regulares, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento (BSW) y la fase continua es aceite crudo. El BSW es principalmente agua salina, sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que BSW es llamado también agua y sedimento básico.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía de 1 a 60% en Volumen. En los crudos ligeros ( $> 20^\circ\text{API}$ ) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20% en volumen de agua, mientras que en los crudos pesados ( $< 20^\circ\text{API}$ ) tienen a menudo de 10 a 35% de agua, tal como puede observarse en la figura (2). La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro.

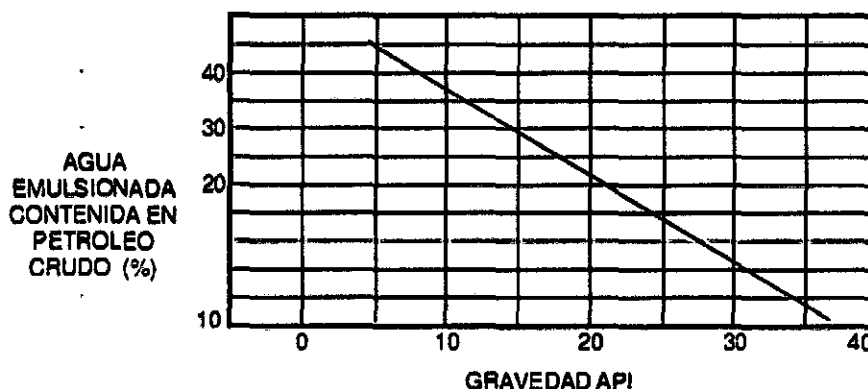


Figura 2.- Estimación de agua emulsionada contenida en crudo (NATCO, 1981)

### 2.2.3. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Una característica de las emulsiones w/o es, además de su fácil formación, su persistencia conocida como estabilidad. Ello se debe a la existencia de agentes naturales (arcillas, asfaltenos, parafinas) que estabilizan la emulsión (migran a la interfase de lagota dispersa). Además, la formación de la emulsión, requiere de energía, que los fluidos coproducidos (agua y petróleo) capturan "aguas abajo" del reservorio en el "wellbore", punzados, bombas de profundidad y válvulas o chokes en fondo y superficie.

En la tabla siguiente pueden observarse los principales parámetros que afectan la estabilidad de la emulsión w/o.

TABLA N° 1

#### PARAMETROS QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UNA EMULSION

##### a) ESPECÍFICOS DE LA INTERFASE W/O:

- Moléculas que actúan como emulsionantes naturales.
- Sólidos que actúan como emulsionantes naturales.
- Resistencia (mecánica) del film interfacial.
- Tensión interfacial entre los líquidos.
- Viscosidad de la película interfacial.
- Envejecimiento de la emulsión (aumenta la rigidez de la película interfacial).

**b) ESPECÍFICOS DE LAS CONDICIONES DE LA EMULSIÓN:**

- Temperatura (menos estable a mayor temperatura) (1).
- Tamaño de la fase dispersa (gota de agua, menos estable a mayor tamaño) (1).
- Viscosidad de la fase continua (a menor viscosidad, menor estabilidad) (1).
- Diferencia de densidad entre agua y petróleo (1).

(1) Se conocen como condiciones operativas controlables.

**FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN**

Además de las condiciones nombradas anteriormente para formar la emulsión, necesitamos la presencia de varios factores para poder mantener la estabilidad de la emulsión formada, entre las cuales tenemos:

- **Tamaño de las gotas.**

El tamaño de las gotas dispersas es determinado por el tipo y severidad de agitación. Mientras más severa sea la agitación en un sistema de producción de petróleo crudo, mayor será la acción cortante que puede ser impartida a la mezcla agua-petróleo, dando como resultado un tamaño de gotas más pequeñas y con ello una emulsión más estable. En una emulsión estable se pueden encontrar diferentes tamaños de gotas, pero el porcentaje de gotas pequeñas es alto.

- **Tipo de agente emulsificante**

Afecta drásticamente a la estabilidad de la emulsión. Se puede contar con varios agentes para actuar bajo condiciones diferentes. Esto es generalmente relacionado a dos funciones: rapidez de migración a la interfase y cómo actúa en el lugar. Cuando el agua y el petróleo se mezclan, el agente emulsificante puede ser distribuido uniformemente en el petróleo, entonces la emulsión es relativamente inestable. Con el tiempo, el agente en el petróleo migra a la interfase debido a las características tenso-activas. Esta migración, con el tiempo, produce una gruesa y dura película alrededor de las gotas, resultando en una emulsión que es más difícil de romper.

- **Tipo de petróleo**

Los petróleos de base nafténica o asfáltica se emulsificarán con mayor rapidez y permanencia que los de base parafínica, esto se debe a que el asfalto y el bitumen que se encuentran en el petróleo de base nafténica actúan como excelentes agentes emulsificantes. La validez de lo antes dicho puede verse claramente si se compara lo extenso que es este problema en los campos que producen este tipo de petróleo.

- **Porcentaje de agua**

La cantidad de agua presente en una emulsión y el lugar que toma el tiempo de agitaciones directamente relacionado con la estabilidad de la emulsión. Generalmente, mientras el contenido de agua aumenta, la estabilidad de la emulsión decrece. Esto es referido a la baja concentración de los agentes emulsificantes en la interfase agua-petróleo y el promedio extenso de gotas de agua en el petróleo.

- **Viscosidad del petróleo crudo**

La viscosidad de un líquido es la resistencia que éste presenta a fluir, es decir, a mayor viscosidad mayor resistencia a fluir y viceversa. Un petróleo con alta viscosidad mantendrá en suspensión gotas mucho más grandes que otro de viscosidad baja. En los crudos pesados la migración de los agentes emulsificantes a la interfase se retarda, es decir, en crudos de alta viscosidad se forman emulsiones estables. Por eso los crudos de alta viscosidad son más difíciles, generalmente, de deshidratar que los de baja viscosidad.

- **Densidad**

Otro factor que afecta la estabilidad de la emulsión y el tiempo de asentamiento es la densidad relativa del petróleo y el agua. A medida que la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo es mayor, la acción de la gravedad en fase interna se incrementa y es más rápido el tiempo de asentamiento.

- **Edad de la emulsión**

Las emulsiones se vuelven más estables con el tiempo. Esto se explica porque la adsorción de los agentes emulsionantes a la superficie de las gotas de agua es, con el correr del tiempo, más completa.

- **Temperatura**

La estabilidad de una emulsión depende de la temperatura, que controla varios efectos. Un incremento en la temperatura tiene tres efectos: primero, la viscosidad del petróleo decrece ayudando así a la fácil coalescencia de las gotas de agua. Segundo, la membrana que rodea a la gota con el agente emulsificante es debilitada

o rota debido a la expansión del agua y consigo el decrecimiento de la eficiencia del agente emulsificante, y tercero, la diferencia de densidad de los fluidos agiliza el incremento de tamaño de las gotas de agua.

- **Residuos de carbón**

El efecto de los residuos de carbón en la estabilidad de las emulsiones es comparable al de la viscosidad del petróleo, es decir, entre mayor sea el contenido de residuos de carbón presentes en el petróleo, mayor será su estabilidad y viceversa.

- **Exposición al aire**

Se ha comprobado que las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto es debido a que el oxígeno en el aire va a reaccionar con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esta acción ocurre rápidamente y solo unos pocos segundos de exposición al aire son necesarios para estabilizar la emulsión en alto grado.

## **2.3. LOS DESEMULSIFICANTES**

Los desemulsificantes son materiales surfactantes, los cuales, son similares en naturaleza a los emulsificantes.

### **2.3.1. PRINCIPALES ACCIONES DE UN DESEMULSIFICANTE**

Estas son las cuatro principales acciones de un desemulsificante:

- **Atracción fuerte a la interfase agua-petróleo**

El proceso de desemulsificación toma lugar en la interfase agua-petróleo así que el desemulsificante tiene que migrar rápidamente a la interfase para realizar su función. El emulsificante está normalmente concentrado en la interfase y eso crea un obstáculo adicional para el desemulsificante. Un buen desemulsificante debe, por ende, no solamente migrar rápidamente a la interfase, también debe competir con éxito por su posición en este sitio.

- **Floculación**

Cuando un desemulsificante se encuentra con la superficie de una gota de agua, la gota tiene una fuerte atracción hacia otra gota en la misma condición. Por este mecanismo, grandes aglomeraciones de gotas de agua se producen. Esta característica de los desemulsificantes para producir aglomeración de las gotas, normalmente no rompe la continuidad de la membrana del emulsificante.

Si la membrana del emulsificante es débil, este proceso de floculación puede ser causa suficiente para romper la emulsión. De cualquier modo, en la mayoría de las emulsiones es necesario acciones adicionales para la unidad de las gotas de agua para volverse lo suficientemente grande para separarse del volumen de petróleo.

- **Coalescencia**

La ruptura completa de la membrana del emulsificante y la fusión de las gotas se describe como coalescencia. Debido a la floculación las gotas de agua se acercan continuamente y al final se rompe la membrana del emulsificante resultando en un rápido crecimiento del tamaño de las gotas. Esto es primordial para una rápida separación de agua y un rompimiento completo de la emulsión.

- **Humectabilidad de los sólidos**

En muchos crudos los sólidos tales como sedimentos, sulfuro de hierro, arcillas, los sólidos del lodo de perforación y parafinas, complican el proceso de desemulsificación. Ellos tienden a reunirse en la interfase y contribuir significativamente a la estabilidad de la emulsión. Algunas veces dichos sólidos son los materiales primarios estabilizantes y es necesario removerlos para realizar satisfactoriamente el rompimiento de la emulsión. Para removerlos de la interfase, estos sólidos pueden ser dispersados en el petróleo o ellos pueden ser humectados con agua y removerlos con esta. Si son dispersados en el petróleo, la emulsión puede ser rota, pero los sólidos pueden permanecer precipitados como un contaminante en el petróleo. Generalmente es más deseable para remover sólidos inorgánicos humectarlos con agua. La parafina y otros sólidos orgánicos son una excepción, estos pueden ser recobrados en el proceso de refinación, por eso es considerable mantener dichos materiales dispersos en el petróleo para transportarlos hasta la refinería.

Un mecanismo similar prevalece en cualquier otro petróleo o en sólidos humectados, pero el tratamiento será diferente. En ambos casos, cada gota de desmulsificante tiene un fin, que es atacar fuertemente a los sólidos, por lo tanto, formar una envoltura encima. El otro fin de las gotas es que las partículas de sólido suspendidas dentro del líquido se atraigan fuertemente hacia el agua o el petróleo.

## 2.4. TEORIA DE LA SEPARACIÓN BIFASICA

### 2.4.1. ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL

En la sección de asentamiento gravitacional las gotas de líquido empezarán a precipitarse a una velocidad que es determinada por el equilibrio o igualdad de la fuerza gravitacional (peso) de la gota de líquido con la fuerza de arrastre causada por un movimiento relativo a la fase continua gaseosa. La velocidad de asentamiento de la gota de agua se determina usando la ley de Stokes:

$$V = \frac{g * d^2 (\rho_d - \rho_f)}{18\mu_f}$$

Donde:

V = velocidad de asentamiento o ascenso

g = aceleración de la gravedad

d = diámetro de la gota

$\rho_d$  = densidad de la gota

$\rho_f$  = densidad del fluido

$\mu_f$  = viscosidad absoluta del fluido

Una versión alterna de la ecuación anterior usada en la industria petrolera es :

$$V = \frac{(1.072 \times 10^{-4}) d^2 (\rho_d - \rho_f)}{\mu_f}$$

Donde:

V = velocidad de asentamiento o ascenso, ft/min

d = diámetro de la gota,  $\mu\text{m}$

$\rho_d$  = densidad de la gota, gr/cc

$\rho_f$  = densidad del fluido, gr/cc

$\mu_f$  = viscosidad absoluta del fluido, cp

Estrictamente hablando, la Ley de Stokes es válida solamente para una sola y rígida gota moviéndose lentamente (no interactuando con otras gotas, con número de Reynolds < 1). La Ley de Stokes también puede ser usada para determinar los efectos de las propiedades del fluido producido en la estabilidad de la emulsión.

Primero, la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la gota, por lo tanto, una emulsión puede ser estabilizada reduciendo el diámetro de gota. Las gotas



de una emulsión están generalmente en el rango de 0.5-50 µm. Los tamaños de gota arriba de 10-150 µm deben ser clasificados como una dispersión.

#### **2.4.2. TAMAÑO DE LA GOTA DEL LÍQUIDO EN LA SECCIÓN DE ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL**

Prácticamente, el propósito de la sección de separación gravitacional es el de remover la mayor cantidad de líquido y acondicionar el gas para su tratamiento final en el extractor de niebla. La experiencia de campo demuestra que si se remueven o precipitan las gotas de 100 micrones y mayores en esta sección, el extractor de niebla no se inundará y estará en condiciones de remover las gotas de tamaño entre 10 y 100 micrones de diámetro.

La mayor parte de las ecuaciones de diseño para la capacidad de gas está basada en tamaño de la gota de 100 micrones o mayores, pero mediante la utilización de las ecuaciones generales, dadas para cada caso, se podrán realizar diseños para cualquier tamaño de gota de líquido.

#### **2.4.3. TIEMPO DE RESIDENCIA O DE RETENCIÓN**

Con el propósito de asegurar que el líquido y el gas alcancen las condiciones de equilibrio a la presión del separador, es necesario mantener almacenado el líquido durante cierto tiempo, llamado tiempo de residencia o tiempo de retención.

La fórmula para determinar el tiempo de retención en una vasija es la siguiente:

$$TR = \frac{V}{Q}$$

Donde:

V = volumen ocupado por el líquido en el recipiente

Q = caudal de entrada al recipiente

El tiempo de residencia, en el caso de la separación bifásica, depende principalmente de las características de los fluidos en procesamiento, especialmente de la calidad del crudo (° API). Este tiempo puede variar entre 1 minuto y 5 minutos o más, especialmente cuando se trata de crudos pesados. Pruebas de laboratorio pueden confirmar el rango de TR a utilizar. Cuando se presentan problemas de espuma, será necesario aumentar este tiempo desde 1.5, 2.0, 2.5, hasta 4 veces, dependiendo del tipo de espuma.

## **2.5. MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE CRUDOS**

En una emulsión de agua en petróleo existen dos fuerzas que se oponen constantemente:

- La tensión superficial o interfacial, que permite que las gotas pequeñas formen gotas mayores, las cuales cuando están suficientemente grandes asientan por gravedad.
- La membrana del agente emulsificante que rodea al agua tiende a evitar la unión de las gotas pequeñas y aún en el choque de dos gotas pequeñas tiende a quedar entre ellas de manera que no pueda formarse una gota más grande.

Como se observa, la única alternativa que queda es la de romper la membrana del agente emulsificante que está poniendo aquellas dos fuerzas en antagonismo. Con este fin, tres métodos generales de tratamiento se usan actualmente, uno en mayor ó menor grado que otros de acuerdo al carácter de las emulsiones, tipo de crudo tratado, y por último la técnica del operador, dichos métodos son:

- Método Mecánico
- Método Químico
- Método Eléctrico

### **2.5.1. MÉTODO MECÁNICO.**

Esta forma de tratamiento es usada en combinación con los métodos químicos y eléctricos, es decir, como un tratamiento previo al uso de los dos métodos o combinación con ellos. En los casos de emulsiones muy inestables, la sola aplicación de calor puede en algunos casos, producir un rápido rompimiento de la emulsión, pero en la gran mayoría de los casos, el tratamiento químico o eléctrico es necesario, a menos que la temperatura usada se acerque al punto de ebullición del agua, por la desventaja de pérdida de petróleo liviano. Los siguientes procesos ayudan a este método:

- **APLICACIÓN DE CALOR:** La aplicación del calor por sí sola, no rompe la emulsión y es sólo un proceso auxiliar para acelerar la separación. Sin embargo, cualquier emulsión puede romperse aplicando calor hasta una temperatura igual a la del punto de ebullición del agua, ya que una vez se alcance esa temperatura, las gotas de agua

se evaporan y por lo tanto la membrana protectora se rompe. La aplicación de calor a tan alta temperatura tiene muchas desventajas por la cual en la práctica, no se opera en esos niveles.

Desventajas:

- El calentamiento excesivo, puede causar pérdidas de los hidrocarburos más livianos y volátiles del petróleo, resultando una pérdida tanto en volumen como en gravedad API para el productor.
- Alto costo debido a la gran cantidad de combustible usado.
- Mayor desgaste en el equipo.

En general se concluye que no es ventajoso aplicar muy altas temperaturas y por lo tanto, el operador debe conformarse con obtener los siguientes resultados por medio de aplicación de calor:

- Reducir la viscosidad para ayudar el asentamiento.
- Afectar la tensión interfacial que hay entre el petróleo y el agua

#### • CENTRIFUGACIÓN

Este proceso para romper la emulsión de agua en petróleo fue en el pasado bastante usado pero en el presente ha sido relegado a los laboratorios. La centrifugación de las emulsiones produce las mismas fuerzas que produce ordinariamente el asentamiento por gravedad. Por medio de la centrífuga, la fuerza de gravedad es acelerada muchas veces y la separación del petróleo-agua, ocurre en un período más corto.

La eficiencia de la separación por medio de la centrifugadora depende directamente de las densidades de los líquidos. Si los líquidos tienen diferentes densidades, ocurre una separación rápida y limpia; pero con las emulsiones normales de petróleo-agua, ocurre alto arrastre del petróleo por el agua, entonces para asegurar una separación rápida, la viscosidad de la emulsión es reducida por medio del calor.

Aunque el método de la centrífuga es un proceso rápido y fácil de adaptar, el costo inicial del equipo es alto. Por esta razón este método

prácticamente ha dejado de existir en la escala comercial de tratamiento de emulsiones.

- **SEPARACIÓN POR GRAVEDAD O ASENTAMIENTO**

Este proceso mecánico para tratar una emulsión no es más que el de un simple asentamiento por lo cual se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua, en virtud de sus diferencias en densidades.

El asentamiento o separación por gravedad puede ser efectivo únicamente cuando la emulsión ha sido rota previamente por medio de algún otro tipo de tratamiento. Si la membrana protectora y las cargas eléctricas estabilizadoras de las gotas no son neutralizadas previamente, cualquier asentamiento que ocurra será tan lento que no será práctico su uso. Como se ha dicho, la velocidad de asentamiento está altamente influenciada por la viscosidad del petróleo y es por esta razón que la emulsión, en algunos casos, se calienta antes de colocarse en los tanques de asentamiento.

Para que el asentamiento ocurra a mayor velocidad, es muy importante que la emulsión, una vez en el tanque u otro equipo decantador, esté en un estado de absoluta tranquilidad, de tal manera que no ocurra ninguna liberación de gas en el equipo decantador que redunde en turbulencia o agitación. Para evitar al máximo la agitación, en algunos diseños, la emulsión que entra en el equipo decantador es pasada a través de un colchón de agua. Este colchón de agua ayuda a coagular las gotas de agua dispersas en la emulsión y sirve a la vez como igualador de temperatura, debido a que cualquier mala distribución del calor puede causar corrientes que agiten la mezcla y por lo tanto eviten la separación.

En general, el tiempo total de asentamiento necesario para la separación de la emulsión, depende de variables como: viscosidad del petróleo, densidades tanto del agua como del petróleo, cantidad de agitación en el equipo de decantación, velocidad del fluido que entra en el equipo y tamaño de las partículas de agua.

### **2.5.2. MÉTODO QUÍMICO**

En el tratamiento químico de las emulsiones, la desemulsificación es obtenida introduciendo una sustancia que contrarreste el efecto del agente emulsificante en los casos que la emulsión está estabilizada por una membrana protectora; o introduciendo un producto desmulsificante que neutralice las cargas de las gotas si la emulsión está estabilizada por las atracciones eléctricas.

Para contrarrestar la acción del agente emulsificante se introduce un producto desmulsificante en el petróleo para que se una en la emulsión con el agente y que no tenga ninguna propiedad emulsificante, sino todo lo contrario, desmulsificante.

En los comienzos de la Industria Petrolera, éste método era una operación al azar y cada estación se manejaba de una manera diferente. Muchos supervisores dependían de los operadores de campo para tratar al petróleo y no hacían un esfuerzo para investigar las posibilidades de usar sustancias químicas para tratar las emulsiones. Durante este período se usaban diversos productos químicos como auxiliares en el tratamiento, tales como lejía, ácido clorhídrico y jabones en polvo cuyo efecto provechoso fue hallado al tanteo.

Tras estos comienzos, se formaron las compañías de reactivos y hoy día existen numerosas empresas que se dedican a la manufactura y venta de compuestos para separar las emulsiones. Algunas compañías tienen laboratorios de investigación y personal de ingenieros de campo para ayudar al productor en la selección adecuada de las sustancias y otros materiales para su aplicación en tratamientos en el campo.

### **APLICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS**

Después que el compuesto químico se ha introducido por la línea de flujo, deberá haber suficiente agitación para que la sustancia se ponga en contacto con cada gota de agua suspendida en el petróleo y neutralice la película del agente emulsificante que la rodea. De allí que la distribución adecuada del producto en el cuerpo de la emulsión viene a constituir un factor de importancia en todo punto de deshidratación.

Hay casos en que el compuesto químico se agrega directamente en el cabezal del pozo. Esto puede hacer que el petróleo y el agua se separen en el

cabezal del pozo y fluyan en estado libre hacia el separador, donde puede ocurrir una agitación violenta, dando origen a una nueva emulsión del petróleo y agua, pudiendo permanecer emulsificada si todo el producto químico ya ha sido consumido. Esto no es muy probable, pero si puede ser posible si el agente emulsificante, por ejemplo en forma de sulfuro de hierro, ya que generalmente se encuentra en las tuberías que es formado a causa de la corrosión y es recogido por el petróleo en la línea de flujo. Un exceso insignificante del compuesto químico en el punto de inyección puede evitar esta situación.

Muchos productores de la industria petrolera creen justificable una investigación cuidadosa y una gran cantidad de experimentos antes de la colocación final de la bomba inyectora de productos químicos. No se le considera factible determinar de otra manera la ubicación apropiada para dicha bomba en un campo dado. Excepto en casos especiales, muchos operadores acostumbran colocar la bomba química en el múltiple de distribución o en el separador. Estos casos incluyen tales situaciones como tratamiento en el pozo, e inyección corriente arriba del estrangulador para evitar la emulsión. En caso de que un pozo produzca petróleo limpio, a menudo, la bomba dosificadora de producto desmulsificantes se coloca en la línea de flujo del pozo productor de emulsión.

En instalaciones de producción que operan continuamente, los compuestos químicos deben aplicarse a la emulsión tan pronto se producen. Eso se lleva a cabo por lo general por medio de bombas dosificadoras. La solución es forzada dentro de la línea de flujo por una bomba de desplazamiento positivo, la cual es accionada de diferentes maneras. El mecanismo motriz puede ser del tipo eléctrico, mecánico o neumático.

Los cambios de temperatura afectan el tratamiento de algunas emulsiones más que el de otras. En la mayoría de los casos se necesita una cantidad menor de compuesto para el tratamiento de una emulsión caliente que el de una fría. Esta relación se aplica a casi todas las temperaturas que se encuentran en los tratamientos en el campo, pero a temperaturas elevadas las pérdidas de gravedad y volumen sobrepasan el ahorro en la cantidad de compuestos químicos usados para romper las emulsiones.

Suponiendo que se haya seleccionado un compuesto químico efectivo, la relación entre la cantidad de éste y el período de asentamiento requerido para la separación del petróleo y el agua de una emulsión es probablemente, la relación menos comprendida universalmente en los procedimientos usados para el tratamiento. La cantidad y el tipo del compuesto tienen un efecto definido en el grado de desintegración, pero no en el período de asentamiento requerido para separar el petróleo y el agua después que la emulsión ha sido separada. Si se lleva agua libre a los tanques de almacenamiento desde los tanques de asentamiento o equipo similar, el aumento de componentes en el sistema de tratamiento casi nunca remediará la situación.

Tal situación indica que el sistema es inadecuado para el volumen de producción manejado. Hay varios remedios comunes que se pueden poner en práctica para obviar la necesidad de ampliar la planta con frecuencia, por medio de ensayos químicos puede descubrirse un producto que actúe más rápidamente.

Si la temperatura puede aumentarse sin causar excesivas pérdidas por evaporación, ello puede acelerar la ruptura de la emulsión, así como facilitar y apresurar el asentamiento debido a la disminución de las viscosidades.

Se puede inyectar el compuesto químico en la emulsión de petróleo crudo en cualquier punto, desde el fondo de pozo hasta el tanque de almacenaje. El tratamiento químico del petróleo se compone, en general, en tres clases:

- Tratamiento en el pozo
- Tratamiento en las líneas
- Tratamiento por intervalos.

La diferencia básica entre los tres métodos está relacionada al punto de aplicación del compuesto y a la naturaleza misma del problema que se pretende solucionar.

En el primer tipo, el método del fondo del pozo, los reactivos químicos se agregan a la emulsión en el pozo; a veces en el fondo del mismo.

En el segundo tipo, el compuesto de químico se agrega después que la emulsión ha llegado al cabezal del pozo. A veces se inyecta antes de

llegar al estrangulador, otras veces después que la emulsión ha pasado por el estrangulador, usualmente antes de llegar al separador y al calentador.

En el tratamiento por intervalos, el reactivo se agrega a la emulsión cuando ya está en los tanques. Allí se agrega el compuesto, se agita con la emulsión, a veces se calienta y luego se le da tiempo a que se asiente.

El método de tratamiento en el fondo del pozo y el de la línea de flujo son los más usados, ya que la mayoría de las plantas de tratamiento se diseñan para la operación continua en vez del tratamiento por intervalos.

### **2.5.3. MÉTODO ELÉCTRICO**

Este método emplea un campo eléctrico para separar la emulsión. El procedimiento es rápido y efectivo pero la inversión inicial es más elevada que en los métodos descritos anteriormente.

Las partículas suspendidas en un medio de baja constante dieléctrica se atraen a sí mismas cuando se encuentran bajo la acción de un campo eléctrico DC ó AC. El mecanismo de atracción de las gotas es complicado y no se conocen todos los fenómenos que se producen en el momento de la fusión de las gotas.

Algunos experimentos indican que una gota sometida a la acción de un campo eléctrico adquiere por inducción cargas opuestas en dos extremos a esto se le llama polarización. Al encontrarse dos gotas en estas condiciones, se atraen y se unen, esta fusión es instantánea.

El tratamiento químico-eléctrico es una variedad del eléctrico, descrito antes. Algunas veces la estabilidad de la emulsión es tal que la aplicación del tratamiento eléctrico no es suficiente. En estos casos se utiliza una pequeña cantidad de desemulsificante cuyo efecto se magnifica en presencia del campo eléctrico.

Este método tiene un costo inicial relativamente alto pero en su uso se ha extendido mucho en los últimos años debido a los grandes ahorros que se obtienen al mantenerse la gravedad de los crudos que se tratan.



## **CAPITULO III**

### **3. TECNOLOGIA DELTRATAMIENTO DE DESALADO DEL CRUDO**

#### **3.1.PROCESO DE DESALADO**

El agua coproducida con el petróleo es una salmuera o agua salada porque en ella, en general, el 60/70 % de las sales disueltas están constituidas por cloruro de sodio, sal común o halita.

Las gotas del agua dispersas en el petróleo tienen la salinidad del agua coproducida (el pasaje de la emulsión por un calentador puede concentrarla porevaporación del agua, pero esto no es frecuente).

El contenido de sal en cualquier cantidad de una muestra de petróleo es solo función del contenido de agua salada remanente en el petróleo y de lasalinidad del agua coproducida que puede variar desde nula hasta saturada.

Existen ciertos reservorios de petróleo asociados a rocas de origen químico (evaporitas) en los cuales es posible la existencia de sal sin agua, pero no son frecuentes.

Un petróleo que sale de un proceso de desemulsificación (deshidratación) puede contener 1 % de agua o menos.Si el agua es de una salinidad de 200.000 mg/lt, un 1 % de agua indica que elpetróleo contiene, aproximadamente 2.000 mg/lt de sales requiriéndose su desaladoporque el petróleo no cumple lo especificado en sales (usualmente 100 mg/lt).

Si, por otro lado, el agua es de una salinidad de 5.000 mg/lt, un 1% indicaría unos 50 mg/lt y no sería necesario desalar para la venta.

La sal puede venir en el crudo siguiendo tres caminos, disuelta en el agua libre, disuelta en las gotas de agua emulsionada en el crudo o como sal cristalizada en el crudo, es por eso que para extraer las sales se diseña todo un proceso de desalado. Se deshidrata para evitar transportar agua sin valor y se desala para evitar corrosión y problemas con los procesos de refino (envenenamiento de catalizadores).

El proceso de desalado consiste en dos etapas:

1. Deshidratación, para reducir el agua remanente en el crudo a niveles de 0,2 a 1 % (tratamiento de la emulsión).

2. Desalación, que incluye los medios para incorporar agua dulce comodiluyente de las "sales emulsionadas" y posteriormente deshidratar para reducir el contenido de agua al nivel especificado (fase de desalación).

La cantidad del "agua de desalado" requerida para alcanzar el nivel de sal admisible es función de:

- a. La salinidad del agua remanente.
- b. La cantidad de agua remanente luego de la primer etapa de deshidratación (variable de mayor efecto).
- c. La salinidad del agua de dilución.
- d. La eficiencia del mezclado agua dulce/petróleo.
- e. El límite de sal admitido en el crudo para la venta.

La eficiencia de mezclado es la relación % entre la cantidad del agua de dilución inyectada y la que realmente coalesce con las pequeñas gotas de agua salina remanente.

Los dispositivos comerciales de mezclado tienen eficiencias del 70 - 85 %. Esta variable es la única sobre la que tiene control el operador.

### **3.2. CONSIDERACIONES PREVIAS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE CRUDO**

Una instalación de tratamiento comienza con la separación de los fluidos provenientes del pozo en tres componentes, típicamente llamadas "**fases**" (**petróleo, gas y agua**) y sigue con el procesamiento de las tres fases para ponerlas en condiciones óptimas de venta. La primera instalación es el separador donde el gas es "**flasheado**" de los líquidos (crudo y agua) y separado de los líquidos dependiendo de la presión de los fluidos puede ser conveniente emplear "**separación en cascada**" para lograr un petróleo estabilizado óptimo (velocidad o presión de vapor en especificación).

Los separadores pueden ser verticales u horizontales y bifásicos o trifásico (en producción usualmente son verticales y bifásicos). El gas separado sigue desde el separador a proceso (estabilización con ajuste de punto de rocío, deshidratación y/o remoción de gases ácidos).

El petróleo y su emulsión (junto al agua libre - no emulsionada) pasa a una etapa de separación de agua libre, para ello se emplea un **separador bifásico** donde el fluido llega con poco gas asociado, o un tanque cortador (para cortar el agua libre).

A partir de allí, la función de la PTC es poner el crudo en especificación de sales, agua y en algunos casos presión de vapor. Hay tantos factores que determinan las propiedades del petróleo emulsionado, que no existen dos emulsiones exactamente iguales y cada caso tiene un comportamiento diferente ante los sistemas convencionales de tratamiento.

El análisis de este problema con miras a escoger un sistema o planta de tratamiento efectivo y económico debe ser hecho a la luz de ciertos principios fundamentales que se verán a continuación pero siempre teniendo en cuenta que cada caso, por ser diferente, debe ser estudiado por separado. Esencialmente, hay tres puntos comunes en todos estos procesos:

1. **Agitación:** para dar movimiento a las gotas de la fase dispersa obligándolas a chocar entre sí.
2. **Coalescencia** de las gotas formando otras más grandes.
3. **Sedimentación:** cuando las gotas adquieren suficiente tamaño se precipitan por acción de la fuerza de gravedad.

Estos pasos fundamentales se agilizan a menudo con el empleo por separado o combinado de equipos mecánicos, calor, productos químicos (desemulsificantes) o campo eléctrico.

Antes de determinar el tamaño, tipo de planta y diseño, se deben considerar los siguientes datos:

- Producción actual y futura
- Porcentaje de agua en el petróleo
- Gravedad y viscosidad del crudo
- Contenido de parafina
- Relación gas-petróleo
- Presión y temperatura de fondo y cabezal de los pozos
- Análisis cuantitativo del agua que se produce con el crudo
- Contenido de  $H_2S$  en el gas y petróleo
- Tipo de emulsión. Estudio de muestras en el laboratorio
- Tendencia a la formación de espuma
- Método de producción. Flujo natural, balancines, etc.
- Variaciones de temperatura ambiental

- Abastecimiento de gas o energía eléctrica
- Mantenimiento
- Topografía del terreno.

Existen muchos campos petroleros en los que se pueden encontrar una combinación de recipientes de separación, tanques de separación y deshidratadores eléctricos al mismo tiempo. Un sistema de tratamiento empleará uno o más recipientes en el proceso, además de bombas, tuberías y válvulas. Cada sistema de tratamiento será único. Cada tipo de recipientes del proceso tiene diferentes características de operación, cuando la selección de química es una consideración importante

El tipo de desemulsificante requerido para un costo óptimo y tratamiento efectivo debe estar acompañado de un sistema de tratamiento exitoso.

Existen dos procesos comunes para mejorar la calidad del crudo: LA DESHIDRATACIÓN O DEMULSIFICACIÓN Y EL DESALADO.

El objetivo de la deshidratación o *demulsificación* es remover el agua coproducida emulsionada. El agua libre se separa al ingreso de la planta de tratamiento de crudo (PTC) para evitar el manejo de grandes volúmenes de agua, mediante un F.W.K.O. o separador trifásico.

El objetivo de un programa de *desalado* es remover las sales existentes en el crudo hasta valores de especificación.

### **3.3.DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO**

Una vez que el crudo es producido a nivel de fondo de pozo, la producción proveniente de los diferentes pozos se lleva a un múltiple de producción, compuesto a su vez por tres submúltiples de acuerdo a la presión de línea en baja, alta y de prueba, figura 3. Está constituido por tuberías de 6 pulgadas de diámetro a través de las cuales circula la mezcla gas-crudo-agua que pasará posteriormente a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto. Luego, la emulsión pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado. La emulsión restante se lleva al sistema de tratamiento seleccionado para la aplicación de calor y/o corriente eléctrica, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento. El punto de inyección de química es a la salida del múltiple de producción, antes de los separadores, como se muestra en la figura 4.

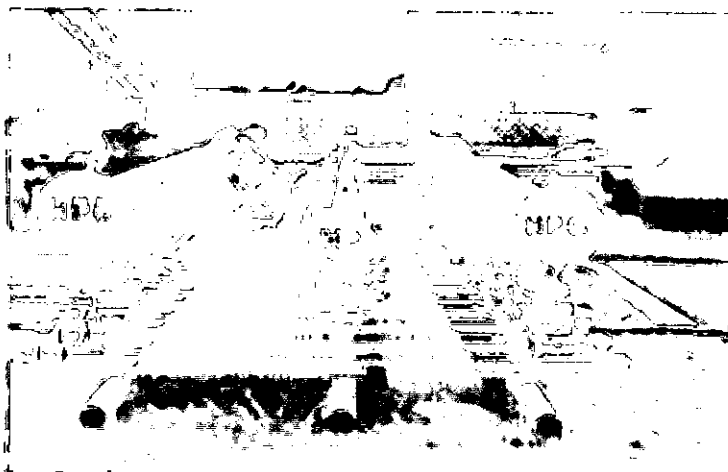


Fig 3. Múltiple de Producción de una estación de flujo

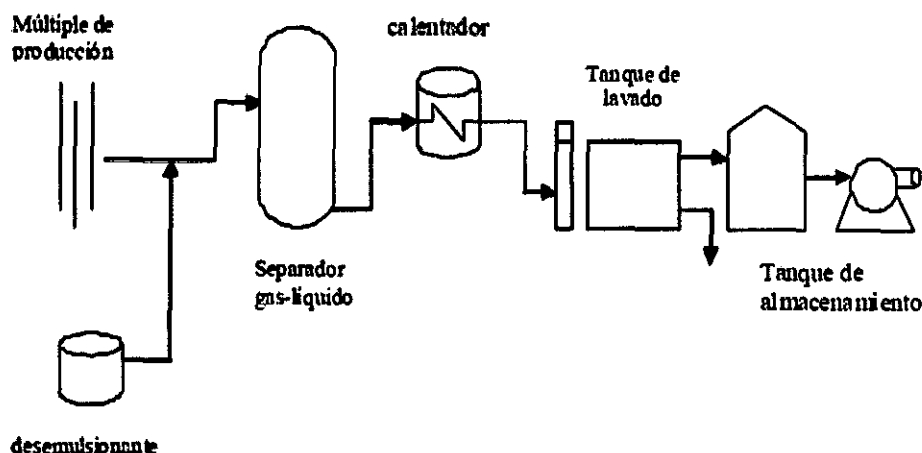


Figura 4 . Representación esquemática de una estación de flujo para deshidratar crudo.

### 3.3.1. SEPARACIÓN BIFÁSICA GAS / LÍQUIDO

Los fluidos producidos en cabeza de pozo están constituidos por una mezcla compleja de compuestos de hidrógeno y carbono, todos con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. A medida que el caudal de pozo fluye desde el yacimiento donde se encuentra a altas presiones y temperaturas, este caudal experimenta reducciones en la presión y la temperatura, por lo que el gas que está asociado al líquido se va liberando y separando. En estas condiciones, la velocidad del gas arrastra las gotas de líquido y éste por su parte arrastra las burbujas de gas.

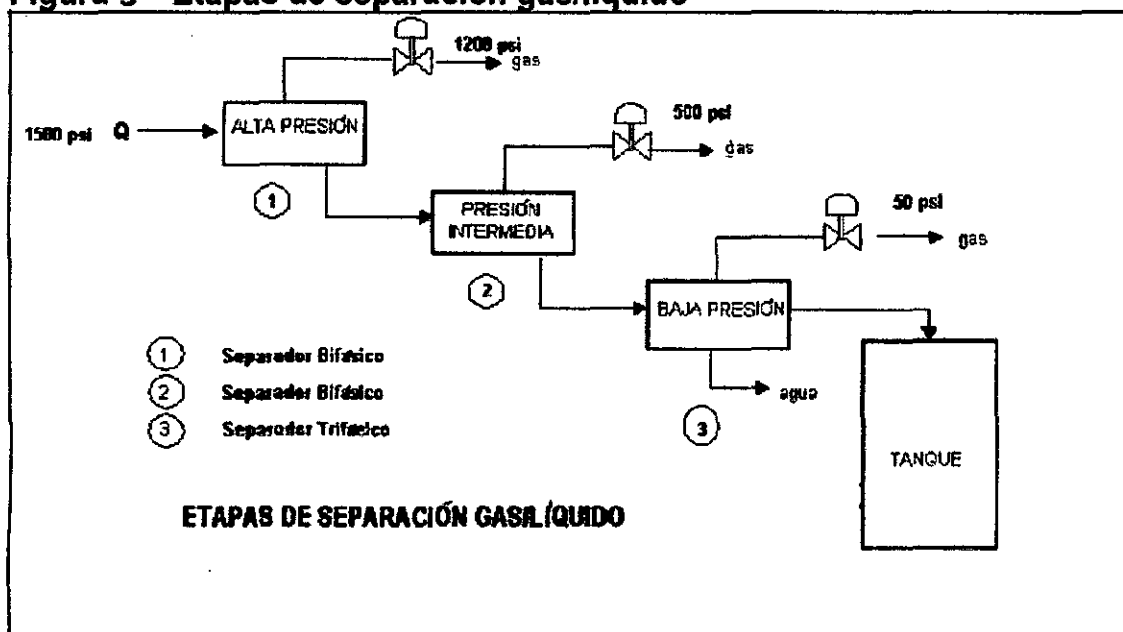
Cuando el caudal de producción llega al separador primario, es sometido a una caída de presión y allí es donde se completa la separación de las dos fases líquido – gas. La separación física de estas dos fases es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento y tratamiento de petróleo y gas.

### 3.3.1.1. ETAPAS DE SEPARACIÓN

Por razones de la naturaleza de los múltiples componentes del fluido producido, se puede demostrar que a mayor número de etapas de separación, mayor será la cantidad de componentes livianos que permanecen en equilibrio en la fase líquida. Cuando cambian las condiciones de presión y temperatura a la cual se produce la separación, también cambiará la cantidad de gas y/o de líquido que se separa de la corriente. La cantidad de líquido que permanece en el fondo del recipiente será tanto mayor cuando más alta sea la presión y más baja la temperatura.

El caudal de líquido y el caudal de gas separado en cada una de las etapas pueden ser calculados, a partir de la composición de los hidrocarburos en procesamiento, a la temperatura y presión de operación determinadas para cada una de las etapas. Este cálculo puede ser realizado mediante los cálculos de separación instantánea o *Flash Calculations* o cálculo de fases. Hasta hace algunos años estos cálculos eran sumamente fastidiosos y se requerían de varias horas para conocer la cantidad de líquido y la composición resultante mediante cálculos manuales. En la actualidad, los cálculos se efectúan por medio de software llamados simuladores de procesos.

**Figura 5 Etapas de separación gas/líquido**



### **3.3.1.2. LIMITACIÓN EN EL NÚMERO DE ETAPAS DE SEPARACIÓN**

La selección del número de etapas requeridas en un proceso de separación gas/líquido partiendo de alta presión de llegada al separador, se obtiene teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

A más etapas agregadas al proceso, se obtiene menor incremento de producción en cada etapa adicional. Este factor trae como consecuencia una limitación en el número de etapas de separación, ya que entra en juego el factor económico, debido al costo del separador adicional, así como de su instalación, operación y mantenimiento del mismo, frente a la disminución progresiva de las ganancias de producción líquida por la instalación de un separador adicional.

### **3.3.1.3. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO ÓPTIMO DE ETAPAS.**

De acuerdo a lo anterior, se hace necesario determinar un número óptimo de etapas que se corresponda con los requerimientos técnicos, operacionales y económicos. A continuación se describen algunos de los parámetros que deben ser tenidos en consideración para esta determinación.

- Cálculos de separación instantánea para determinar el caudal de líquido y de gas separados en cada una de las etapas.
- Balance económico, basado en la ganancia obtenida por la adición de un nuevo separador vs. el valor del equipo a instalar, su instalación y los costos adicionales de operación y mantenimiento.
- Potencial del yacimiento
- Declinación de la presión original del yacimiento
- Análisis del efecto de contrapresión a la formación, el cual puede originar pérdidas de producción mayores a las ganancias obtenidas por la implementación de etapas de separación adicionales.

El número de etapas de separación depende principalmente de la cantidad de gas asociado al aceite, esto es el RGP (relación gas- petróleo). La tabla I hechas para un aceite dentro del rango de 14 a 45 ° API, puede ser una regla empírica para obtener rápidamente el número de etapas.

Tabla I . Etapas de separación sugeridas

<b>RGP</b>	<b>ETAPAS DE SEPARACIÓN SUGERIDAS</b>	<b>PRESIONES</b>
< 280 SCF/ STB	2 etapas	1 sep. 50-125 psia 1 almacenamiento a 14.7 psia
280 A 840 SCF/STB	3 etapas	1 sep. Alta 150-300 psia 1 sep. Baja 45-100 psia 1 almacenamiento 14.7
<1120 SCF/STB	4 etapas	1 sep. Alta 300-600 psia 1 sep. Media: 80-220 psia 1 sep. Baja 35-80 psia 1 almacenamiento 14.7

Fuente: carlos Monzón. Plantas Petroleras. Pag 118

### 3.3.2. TIPOS DE SEPARADORES

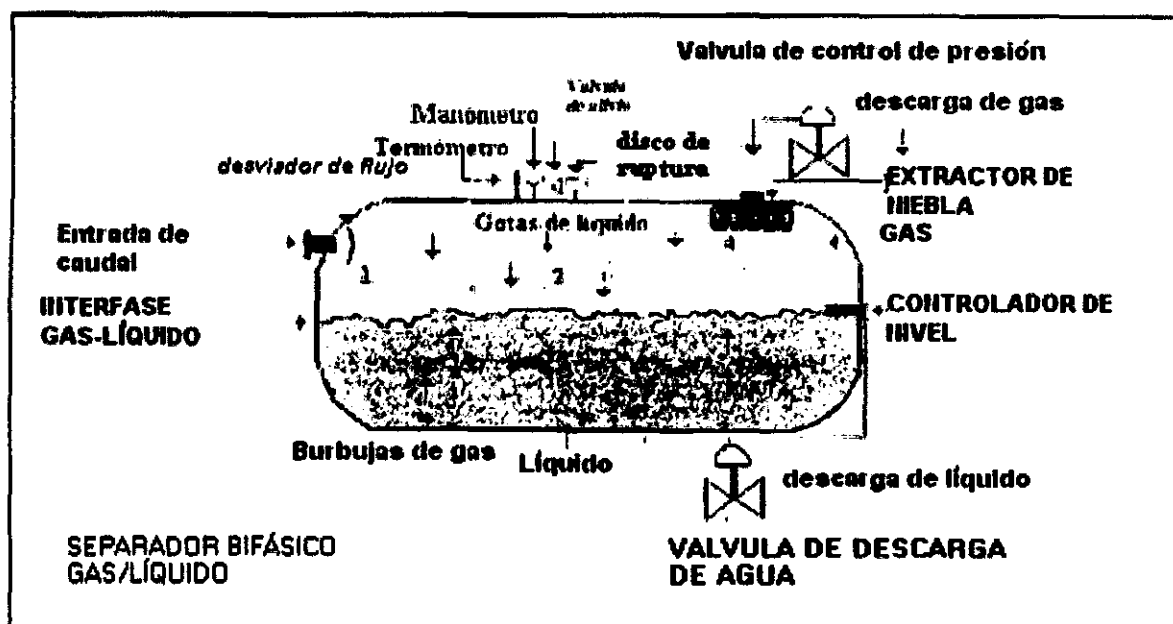
Se hace la siguiente clasificación arbitraria referente al tipo de separadores que operan en la industria del petróleo.

<b>Por su Operación</b>	<b>Por su Configuración</b>	<b>Por su uso</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bifásicos</li> <li>• Trifásicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Horizontales</li> <li>• Verticales</li> <li>• Esféricos</li> <li>• De doble barril</li> <li>• De filtro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De producción</li> <li>• De prueba</li> </ul>



### 3.3.2.1. SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL

Figura6 . Separador horizontal bifásico



#### SECCIONES DEL SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL

1. Sección de separación primaria
2. Sección de separación por asentamiento gravitacional
3. Sección de acumulación de líquido
4. Sección de coalescencia

#### SECUENCIA DEL PROCESO EN EL SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL

El caudal proveniente de los pozos entra al separador, choca contra el desviador de flujo, cambia la velocidad y la dirección del flujo, aquí se efectúa la separación primaria y casi total de las dos fases gas / líquido. Las gotas pequeñas de líquido son arrastradas por el flujo horizontal del gas que llega al extractor de niebla. Durante este recorrido, las gotas líquido que pueden vencer la velocidad del gas, se precipitan debido a su fuerza gravitacional o peso de las mismas.

El líquido separado tanto en el desviador de flujo como el separado en la sección gravitacional se almacena en la sección de acumulación de líquido. Esta sección debe tener la suficiente capacidad para suministrar un tiempo de residencia suficiente para que las burbujas de gas que han sido arrastradas por el líquido, puedan liberarse del líquido y formar parte de la fase gaseosa. La sección de acumulación de líquido también debe tener capacidad suficiente para absorber la turbulencia generada por los baches intermitentes que puedan llegar al separador.

El líquido es descargado a través de la válvula de control de nivel, la cual es regulada mediante el control de nivel. El nivel de líquido en el separador debe ser constante y comúnmente opera al 50% de la capacidad del separador.

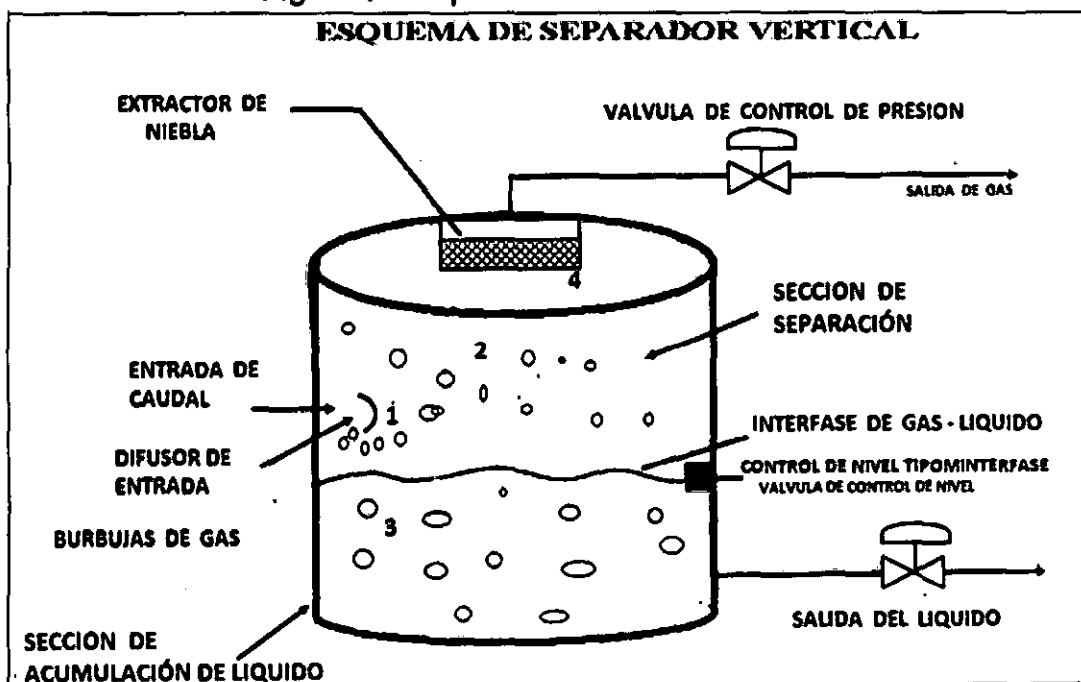
Las gotas pequeñas de líquido que no alcanzan a separarse por gravedad entran al extractor de niebla o sección de coalescencia, donde coalescen, es decir, las gotas pequeñas, mediante un mecanismo especial, se juntan para formar gotas más grandes y así poder precipitarse y realizar la etapa final de separación gas/líquido, para lograr una descarga de gas completamente seco. La presión del separador es mantenida constante mediante la válvula de control de presión.

### DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD EN LOS SEPARADORES

Todos los recipientes de tratamiento que involucren presión deben disponer de elementos de seguridad que permitan mantener controlado el sistema. Cuando por algún motivo la presión de operación del separador está por encima de los límites de ajuste de la válvula de control de presión, actúa la válvula de alivio, la cual descarga el gas hasta los límites permisibles. Si por alguna circunstancia tampoco opera la válvula de alivio, entonces entra a operar el disco de ruptura, el cual se rompe y permite la descarga del gas. Estas descargas se realizan a través de una línea que lleva a la torre de quema donde el caudal sobrante de gas es quemado.

#### 3.3.2.2. SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL

Figura 7 . Separador bifásico vertical



## **SECCIONES DEL SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL**

1. Sección de separación primaria
2. Sección de separación por asentamiento gravitacional
3. Sección de acumulación de líquido
4. Sección de coalescencia

## **SECUENCIA DEL PROCESO EN EL SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL**

El caudal proveniente de los pozos entra al separador por la parte lateral superior. En el desviador de flujo se efectúa la separación bruta de las dos fases líquido/gas. El líquido se precipita hacia la sección de acumulación de líquido, el cual es descargado a través de la válvula de control de nivel o válvula de descarga de líquido. En el momento en que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas que han sido arrastradas por el líquido, fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y migran hasta la fase gaseosa.

El control de nivel y la válvula de descarga de líquido operan como en el separador horizontal. El gas separado en el desviador de flujo fluye verticalmente hacia arriba hasta alcanzar el extractor de niebla, arrastrando gotas pequeñas de líquido. En la sección de asentamiento gravitacional, la mayor parte de las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas, coalescen y se precipitan en dirección contraria al flujo de gas. La sección de acumulación de líquido debe tener características similares al separador horizontal.

En el separador vertical, la presión y el nivel son mantenidos constantes, tal como en el separador horizontal.

En el extractor de niebla se produce la coalescencia de las pequeñas gotas de líquido, para luego precipitarse al fondo del recipiente.

### **3.3.2.3. PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR**

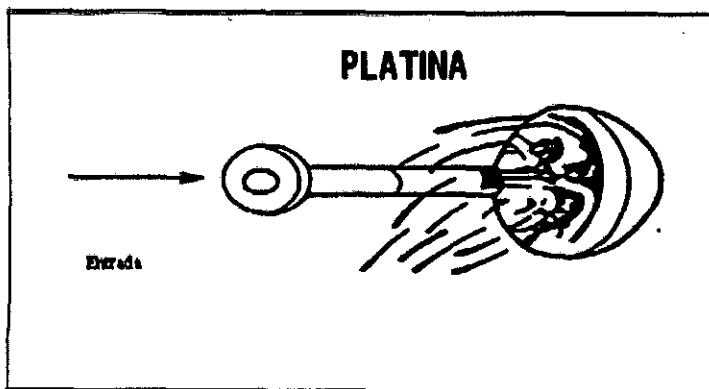
#### **1. Desviador de flujo**

Existen muchos tipos de desviador de flujo, pero los dos más comúnmente usados son los siguientes:

##### **a. Tipo platina**

Esta platina puede ser en forma de disco esférico, plana, de ángulo, cónica o de cualquier otro tipo que genere un cambio rápido en la velocidad y dirección de los fluidos.

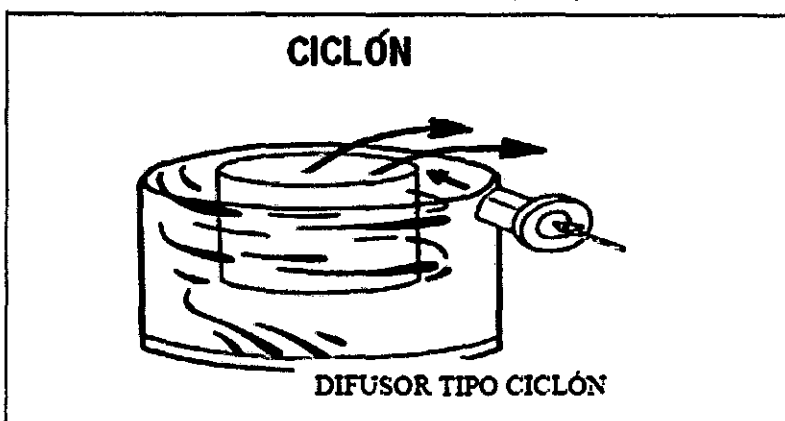
**Figura 8 . Desviador de flujo tipo platina**



El desviador de flujo de disco esférico o cónico es más ventajoso ya que crea menos turbulencia que las platinas planas o el tipo ángulo, disminuyendo las posibilidades de problemas de emulsificación o de reincorporación de agua en la fase gaseosa.

**b. Tipo ciclón**

**Figura 9 .. Desviador de flujo tipo ciclón**



Utiliza el principio de la fuerza centrífuga para la separación del gas/líquido.

El diámetro de la boquilla de entrada debe ser diseñado para crear una velocidad de entrada de aproximadamente 20 pies por segundo alrededor del disco interior cuyo diámetro no debe ser mayor de  $2/3$  del diámetro del recipiente.

**2. Platinas antiespumantes**

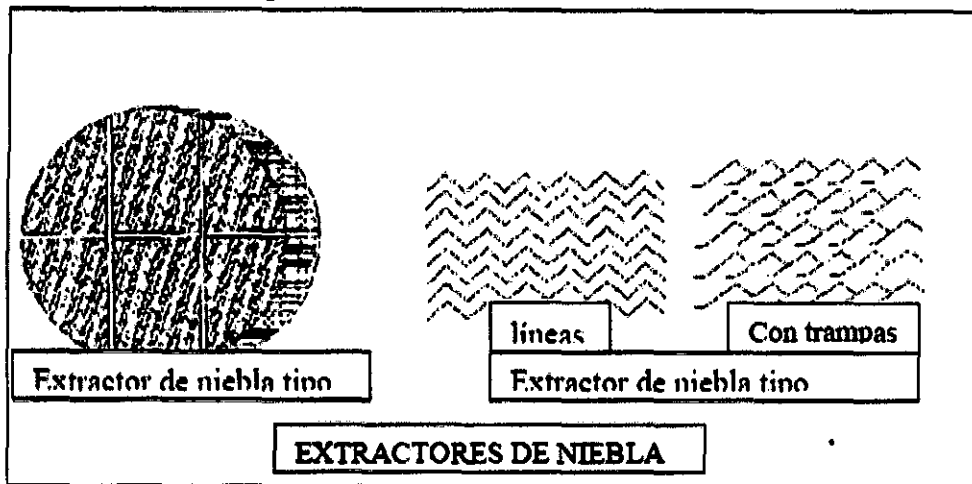
Generalmente la espuma presente en un caudal de producción de crudo es tratada mediante la adición de un producto químico. Muchas veces, una solución efectiva se logra mediante la instalación de una serie de platinas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda al rompimiento de las burbujas de espuma. Se instalan en la interfase gas/líquido.

**3. Extractores de niebla**

Los más conocidos son los siguientes:

- Paquetes de malla
- Paquetes de platinas en paralelo

**Figura 10. Extractores de niebla**



La efectividad del extractor de niebla tipo malla depende de la velocidad de la corriente de gas: Si es muy alta, se genera turbulencia y se origina reincorporación de gotas de líquido a la fase gaseosa. Si la velocidad es baja, las pequeñas gotas de líquido se agrupan en las platinas y coalescen con facilidad. La altura o espesor del extractor de niebla tipo malla está generalmente entre 3 y 7 pulgadas y su densidad entre 10 y 12 lb/pie. Una unidad tipo malla, adecuadamente diseñada logra remover el 99% de gotas de líquido con tamaño de 10 micrones y mayores. Una limitación del extractor de niebla tipo malla está en que puede llegar al taponamiento más fácilmente que otros tipos. En el extractor de niebla de platinas paralelas, el gas es forzado a través de ellas, las cuales tienen cambios direccionales para promover la coalescencia de las gotas de líquido. Estas son diseñadas para asegurar flujo laminar y una cierta caída de presión.

### **3.3.3. SELECCIÓN SEPARADOR HORIZONTAL CONTRA VERTICAL**

La selección de un separador ya sea vertical u horizontal depende de ciertas ventajas o limitaciones operacionales que cada tipo puede ofrecer. Algunas de éstas, se enumeran a continuación:

#### **SEPARADOR VERTICAL**

##### **Ventajas**

1. Eficientes para el manejo de sólidos
2. Eficientes para absorber turbulencia.
3. Menor tendencia a la reincorporación de líquido al caudal de gas.

4. Más efectivo en el manejo de caudales de producción con bajas relaciones gas/aceite (RGP).
5. Ocupa un menor espacio en la facilidad

#### **Limitaciones**

1. Dificulta el mantenimiento y el control de las válvulas de alivio, y otros elementos de seguridad., etc.
2. Se dificulta el transporte.

### **SEPARADOR HORIZONTAL**

#### **Ventajas**

1. Eficiente en el manejo y procesamiento de altos volúmenes de gas y de líquido.
2. Más eficiente en el manejo de crudos espumosos
3. Más eficiencia en el manejo de emulsiones
4. Más eficientes en el manejo de producciones con altas relaciones gas/aceite
5. Mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control
6. Son de fácil transporte

En general, el separador horizontal es más eficiente que el vertical, pero también tiene limitaciones.

#### **Limitaciones:**

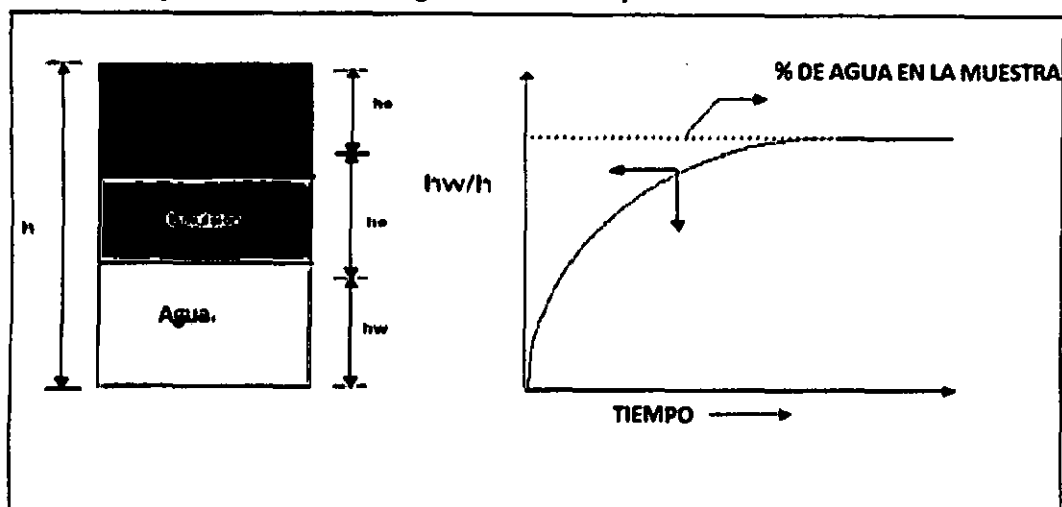
1. Tiene limitaciones para absorber turbulencia
2. No maneja sólidos como lo hace el vertical.
3. Requiere de mayor área de instalación.

### **3.3.4. SEPARACIÓN TRIFÁSICA**

#### **Aspectos teóricos**

Con el siguiente ejemplo se visualiza el comportamiento de una mezcla agua-aceite cuando son mezclados con alguna intensidad.

**Figura 11. Mezcla agua/aceite después de un mezclado**



Una vez que la mezcla se deja en reposo, el agua libre empieza a precipitarse al fondo del recipiente; el crecimiento inicial de la columna de agua es rápido, tal como se muestra en la curva; este crecimiento disminuye ostensiblemente después de cierto tiempo hasta que se hace casi despreciable. Este periodo de tiempo puede oscilar entre 3 y 20 minutos o más, dependiendo de la calidad del crudo. A crudos más pesados, el tiempo de separación del agua libre será mucho mayor. Para crudos más livianos, el tiempo de separación será menor.

Normalmente, desde el punto de vista económico, es ventajoso separar el agua libre que pueda contener el fluido producido por los pozos, antes de proceder al tratamiento químico o térmico para romper la emulsión.

#### **VARIABLES A TENER EN CUENTA:**

##### **1. Tamaño de la gota de agua en aceite**

Esta información se obtiene del análisis y pruebas de laboratorio, donde se puede determinar el diámetro más representativo de la fase dispersa, agua, en la fase continua, aceite. Cuando no se dispone de esta información se puede asumir que un diámetro de la gota de agua presente en el colchón de aceite de 500 micrones, se precipitara al fondo. Si esto se cumple, el fluido tratado deberá salir del separador con bajas concentraciones de agua, en un rango del 5% a 10%; de emulsión que puede tratarse posteriormente con menores temperaturas de calentamiento y/o menores dosificaciones de rompedor de emulsión. Esto resulta en economía de tratamiento, o menores costos operacionales.

##### **2. Contenido de aceite en el agua**

La separación de las gotas de aceite de la fase agua es más fácil que la separación de las gotas de agua de la fase aceite, debido al valor de la viscosidad de la fase continua en cada caso. Las experiencias de campo indican que el contenido de aceite en el agua, obtenido de

un separador trifásico diseñado para remover agua del aceite, puede estar en el orden de 3500 ppm a la salida de agua del separador. Esta agua residual requiere de tratamiento posterior para remover el contenido de aceite todavía presente en el agua producida.

### 3. Tiempo de residencia o de retención

Se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento del aceite (en la de capa de aceite  $h_o$ ) en el separador para asegurar que el aceite logre el equilibrio y el gas que todavía está asociado al aceite, pueda liberarse. Además, requiere un tiempo de reposo para que las gotas de agua que están en el aceite puedan coalescer y precipitarse de acuerdo con la ley de Stokes. Es común usar un tiempo de residencia entre 3 y 30 minutos dependiendo de la calidad o gravedad API del crudo.

Similarmente se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento del agua removida y precipitada al fondo del recipiente para asegurar que la mayor parte de las gotas de aceite presentes en el agua residual, se unan (coalescan) y emerjan a la fase de aceite. Estos tiempos de residencia deberán ser determinados en los máximos caudales de agua y de aceite que van a ser manejados en el separador, así como también en función de las características del crudo, el parámetro más importante.

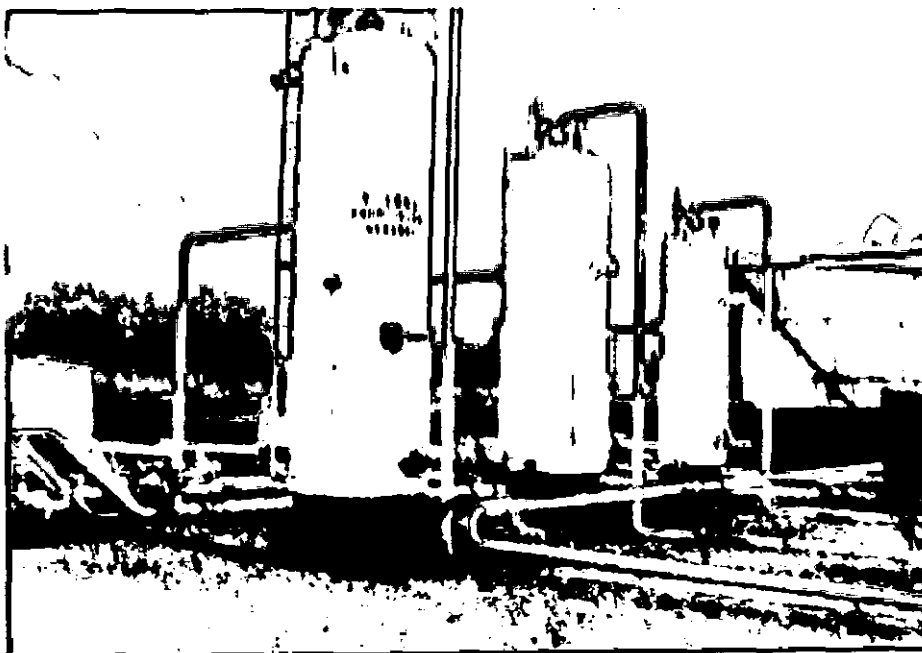
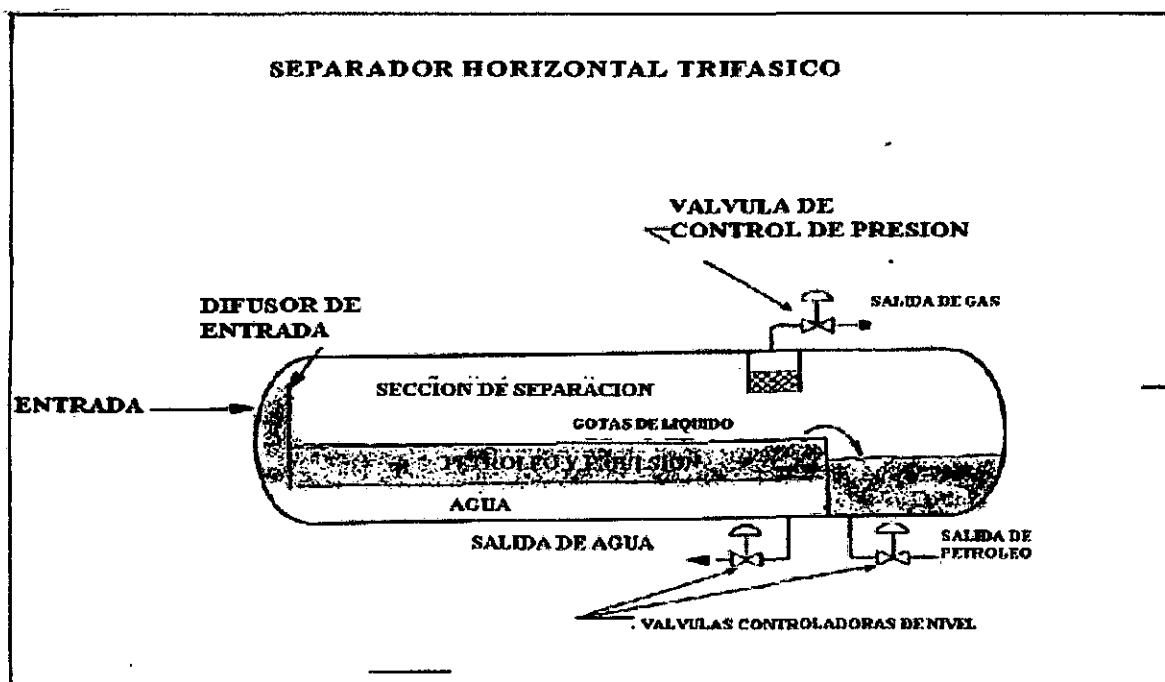


Fig 12. Tren de separación de fluidos (Separador de alta presión, de baja presión y prueba)



### 3.3.4.1. SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL CONVENCIONAL

Figura 12. Separador horizontal trifásico



#### SECUENCIA DEL PROCESO EN EL SEPARADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL HORIZONTAL

El caudal del fluido entra al recipiente y choca con el desviador de flujo, donde se produce la separación primaria gas/ líquido. El desviador de flujo tiene un arreglo especial (bajante) para dirigir aisladamente el líquido separado hasta un poco por debajo de la interfase gas-aceite. La sección de acumulación de líquido del recipiente debe tener suficiente tiempo de residencia para que el aceite y la emulsión formen una capa o colchón de aceite. El aceite limpio se localiza en la parte superior, mientras que el agua libre se precipita al fondo del recipiente.

La compuerta mantiene el nivel de líquido en el recipiente, mientras que el nivel de agua es mantenido por el control de nivel tipo interfase, y por la válvula de descarga de agua. El aceite limpio se recolecta en la cámara de aceite, donde su nivel se controla mediante una válvula neumática de control de nivel. El control tipo interfase controla la interfase aceite/agua, así como el espesor del colchón de aceite. La válvula de descarga de agua actúa de acuerdo con la señal del control de nivel tipo interfase, permitiendo la salida adecuada de agua, de tal forma que la interfase W/O o colchón de aceite, se mantenga a la altura de diseño. El gas fluye horizontalmente hasta el extractor de niebla y la válvula de

control de presión mantiene constante la presión del separador. Las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas se precipitan en forma perpendicular a la dirección del caudal de gas. El nivel de la interfase gas/aceite puede variar desde la mitad del diámetro (50%), hasta el 75% del diámetro del recipiente, dependiendo de la importancia de la separación gas-líquido. La configuración más usada es del 50%.

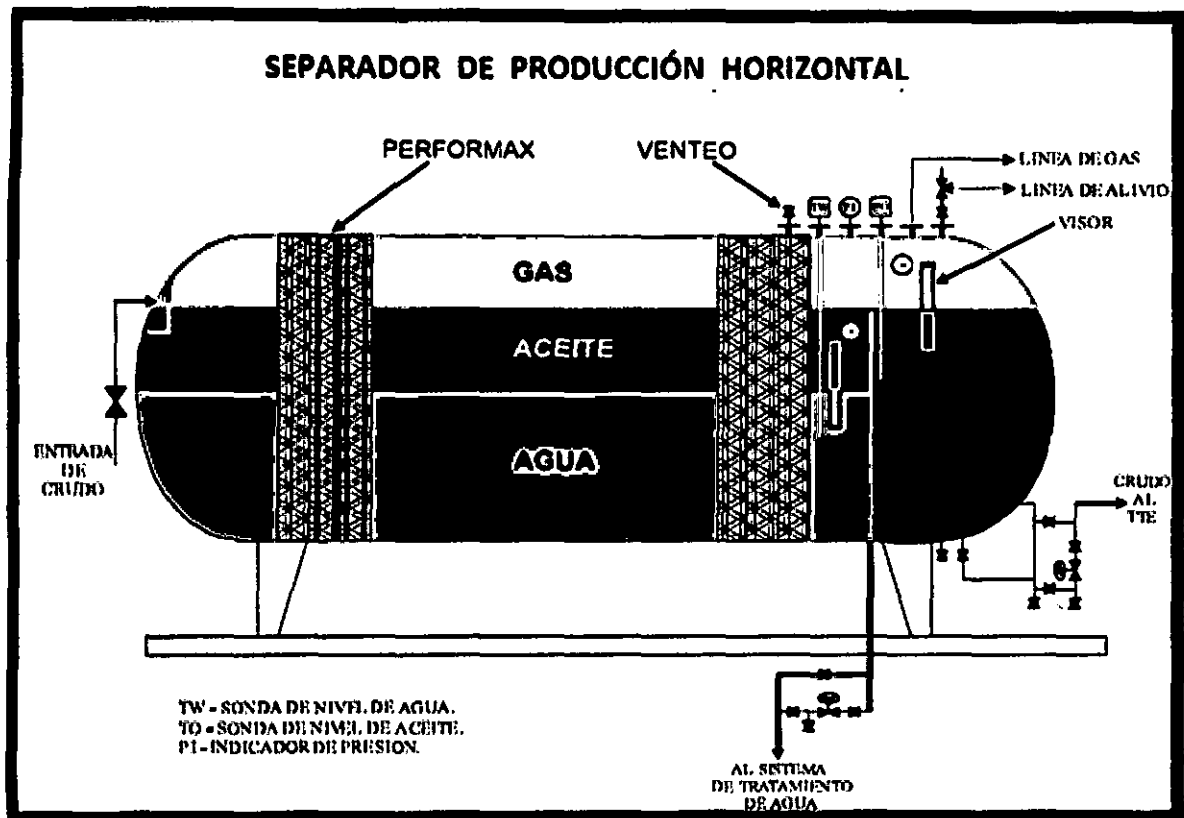


Fig 13. Separador de fluidos horizontal

### 3.3.4.2. SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL ALTERNO

La configuración alterna compuerta / cámara de aceite elimina la necesidad de usar control de nivel tipo interfase líquida, siendo este el fundamento de este tipo de separador alterno. En este caso, tanto el aceite como el agua fluyen sobre sus correspondientes compuertas y se acumulan en sus respectivas cámaras. El nivel de aceite y el del agua se controlan mediante sus respectivos niveles tipo flotador, que operan las válvulas de descarga en cada cámara. La altura de la compuerta de aceite controla el nivel del líquido del separador.

La diferencia de altura entre las compuertas de aceite y agua,  $\Delta h$  ( $\Delta h$ , controla el espesor del colchón de aceite,  $h_o$ , con base en la diferencia de gravedades específicas del agua y del aceite. Se aplica la siguiente ecuación para calcular el  $\Delta h$ ) diferencia de

altura que debe existir entre las dos compuertas), suficiente para formar un colchón de aceite, ho, adecuado para obtener una óptima separación agua-aceite.

$$\Delta h = h_o \left[ 1.0 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right]$$

Donde

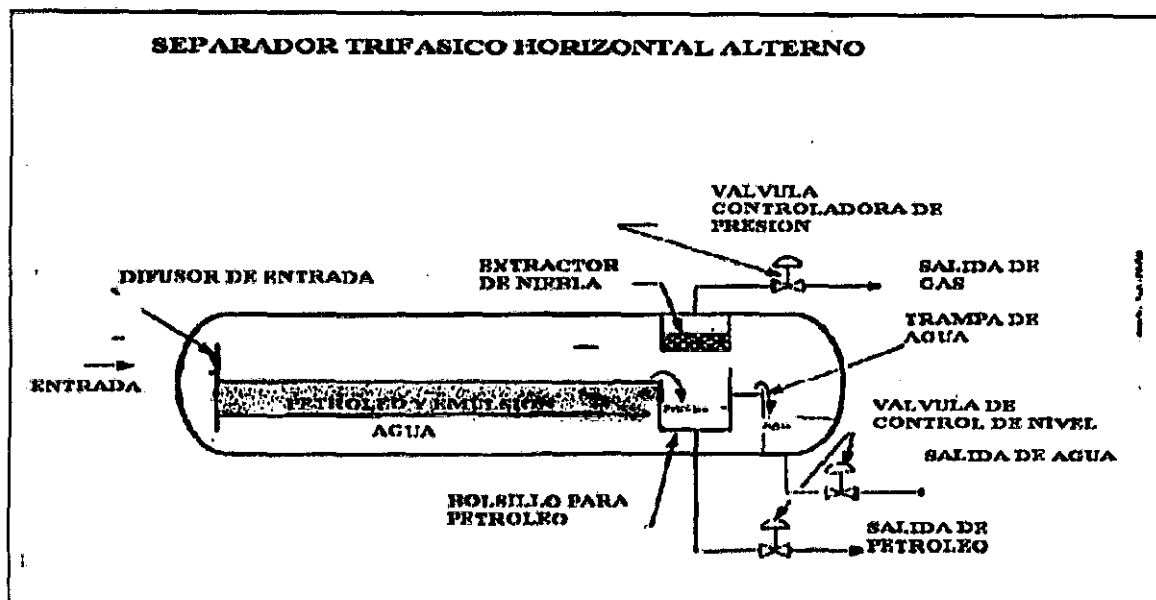
$\Delta h$  = Distancia entre las dos compuertas, pulgadas

$h_o$  = Espesor colchón de aceite, pulgadas

$\rho_o$  = Densidad del aceite, lb/pl<sup>3</sup>

$\rho_w$  = Densidad del agua, lb/pl<sup>3</sup>

**Figura 14. Separador trifásico horizontal alterno**



Fuente: Champion Tech.Seminario Inducción de tratamiento petróleo. Pág. 67

## ASPECTOS CRÍTICOS DE OPERACIÓN DEL SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL ALTERNO

- Es muy importante para la operación del separador que la compuerta del agua este lo suficientemente por debajo de la compuerta de aceite, de tal forma que el colchón de aceite suministre suficiente tiempo de residencia.
- Si la compuerta de agua está muy baja con respecto a la del aceite, y la diferencia de gravedades específicas es pequeña, el espesor del colchón de aceite podría aumentar hasta que el aceite pase por debajo de la cámara de aceite y se mezcle con el agua nuevamente. Normalmente una de las dos compuertas es ajustable para permitir variaciones en las gravedades específicas o en los caudales de flujo.

### 3.3.4.3. APLICACIONES DE CADA TIPO DE SEPARADOR TRIFÁSICO

#### • SEPARADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL

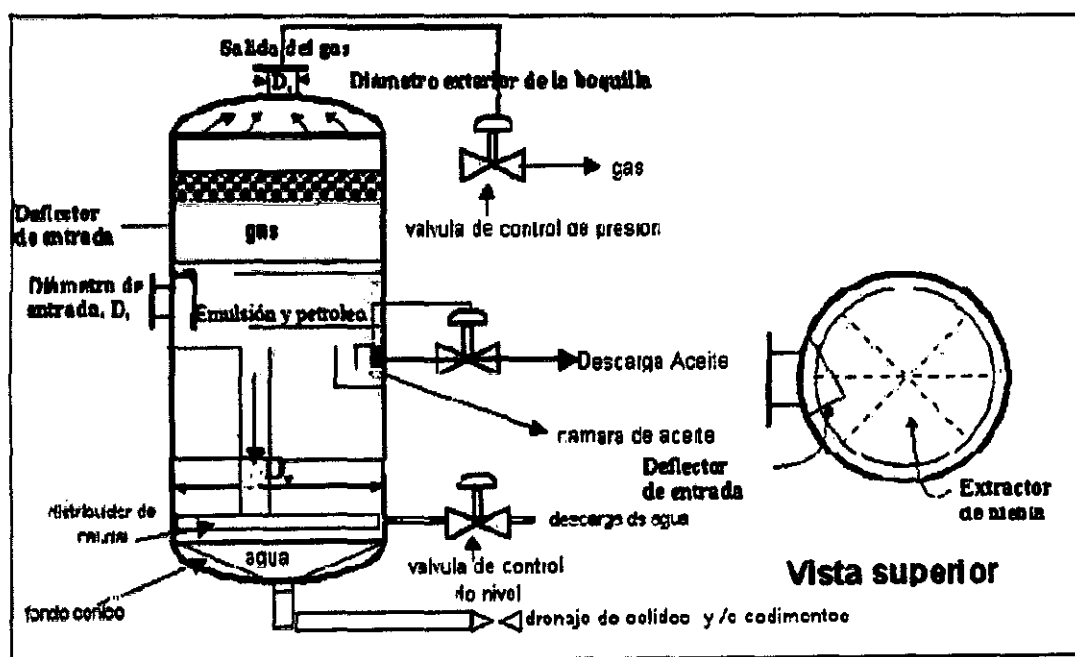
Los controles de interfase instalados en separadores trifásicos convencionales tienen la ventaja de ajustarse fácilmente a las variaciones inesperadas de gravedades específicas o a las tasas de fluido. Los controles tipo interfase se instalan en separadores trifásicos convencionales y son aplicables generalmente para crudos livianos o semilivianos, donde no se presentan problemas de parafina, o de emulsión ya que estos problemas interfieren en la definición de la interfase agua- aceite.

#### • SEPARADOR TRIFÁSICO DE CONFIGURACIÓN ALTERNA

Se utiliza generalmente para crudos pesados, con problemas de parafina o de emulsión donde se dificulta la separación agua/aceite, y donde la interfase agua/aceite no se forma fácilmente. En estas condiciones no es factible utilizar el control de nivel tipo interfase, por lo que se debe acudir al separador de configuración alterna., ya que el control de nivel tipo interfase no opera en estas condiciones.

### 3.3.4.4. SEPARADOR TRIFÁSICO VERTICAL

Figura 15. Separador trifásico vertical



Fuente: Gas-training co. Diseño de separadores trifásicos. Pág. 14

## CARACTERÍSTICAS GENERALES

Como en el separador bifásico, el flujo entra al recipiente por la parte lateral superior y choca con el desviador de flujo donde se efectúa la separación primaria líquido / gas.

Como en el trifásico horizontal, también se dispone de un arreglo especial para llevar el flujo de líquido a través de la interfase aceite/agua sin perturbar la quietud requerida en el colchón de aceite para la separación agua aceite.

## MÉTODOS DE CONTROL DEL SEPARADOR VERTICAL TRIFÁSICO

Figura 16. Control de nivel y de interfase

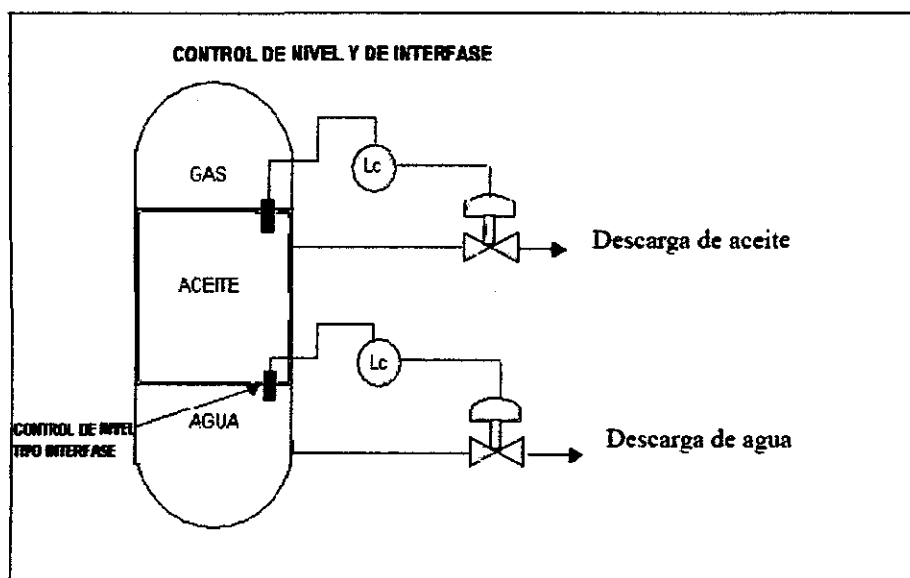
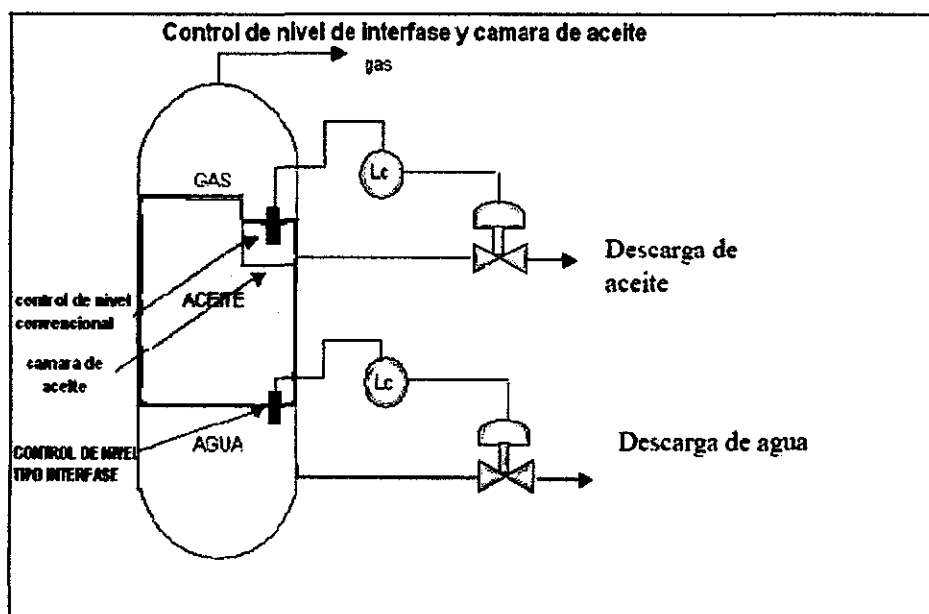


Figura 17. Control de nivel de interfase con cámara de aceite



Existen dos métodos de control más frecuentemente usados en separadores verticales trifásicos:

- **Primer método:** Estrictamente es un método regido por los controles de nivel. El flotador desplazante controla la interfase gas/aceite y regula la válvula de descarga de aceite. Adicionalmente utiliza un control de nivel de interfase para controlar la interfase aceite/agua y regular la válvula de descarga de agua. Debido a que no tiene baffles o compuertas internas, este sistema es fácil de construir y apto para un buen manejo de arena y sólidos producidos.
- **Segundo método:** El segundo método usa un control de nivel de interfase y una cámara de aceite. La cámara controla la interfase gas/aceite a una posición constante de nivel y se obtiene una mejor separación de agua/aceite, ya que permite que el aceite ascienda y se aloje en la cámara de aceite, de donde se descarga completamente libre de agua. El control de nivel de interfase permite regular la descarga de agua y controlar el nivel de la interfase aceite/agua.

Las desventajas de este método pueden ser las siguientes:

- La cámara de aceite quita volumen al recipiente
- Puede generar problemas de acumulación de sólidos en la cámara de aceite dificultando su limpieza
- Se aumentan los costos del sistema

#### **3.3.4.5. SEPARADORES DE PRUEBA**

##### **UTILIZACIÓN**

Son utilizados para determinar el potencial individual de producción de un pozo de petróleo o de gas. En general, se mide la producción de cada uno de los pozos productores de un campo de petróleo o de gas, en lo referente al caudal de fluido (BFPD) y caudal de gas (SCFD). El número de separadores a instalar depende del número de pozos que están produciendo y de la frecuencia de la prueba.

##### **CARACTERÍSTICAS GENERALES**

Este separador puede ser bifásico o trifásico, de acuerdo a las necesidades y características de la producción, debe tener una capacidad que esté relacionada con el máximo potencial

individual de los pozos productores de petróleo o de gas, incluyendo un factor de seguridad, que puede estar por encima de 3.0

Las características de operación, presión y temperatura dependen de las condiciones de estos factores en el yacimiento y del sistema de transferencia de la producción desde el yacimiento hasta el separador. Puede ser de resolución o medición automática, electrónico manual de los fluidos producidos, tanto para el líquido como para el gas.

Pueden ser de tipo vertical u horizontal. Se prefiere de tipo horizontal por la facilidad de transporte, de medición y control.

### **DETERMINACIÓN DEL CAUDAL DE LÍQUIDO PRODUCIDO**

Esta medición se puede realizar mediante medidores especiales, como medidores de orificio, de turbina, electrónicos, digitales, etc.; o manualmente mediante la medida de cinta metálica del fluido producido y almacenado en los tanques de prueba, previamente aforados. Para realizar esta operación de medición manual se toman medidas de nivel del líquido antes y después de la prueba. Esta prueba se efectúa en un tiempo pre-establecido: 2, 4, 6, 8, o 12 horas y se extrapola a las 2 horas, para determinar la producción en BFPD (Bárriles de Fluido Por Día).

La producción de agua se determina a partir de un análisis de BS&W realizado de una muestra tomada en cabeza de pozo. El cálculo de la producción diaria de agua se calcula multiplicando la producción del fluido total, BFPD por el porcentaje de agua obtenido de la prueba de BS&W:  $BFPD \times BS\&W = BWPD$ .

La producción de petróleo se calcula de la siguiente ecuación:

$$BOPD = BFPD (1.0 - BS\&W)$$

O por diferencia de fluidos líquidos:

$$BOPD = BFPD - BWPD$$

### **DETERMINACIÓN DEL CAUDAL DE GAS PRODUCIDO**

El caudal de gas producido por un pozo productor de petróleo o gas, generalmente es calculado mediante medidores tipo orificio que son instalados en la línea de gas producido, a la salida del separador. En el registrador de presión, componente del sistema, se instala una carta en la cual se registra la presión estática (psi) y la presión diferencial, en pulgadas de agua, h<sub>2</sub>O. Además se instala en la línea un manómetro y un termómetro, para verificar la medición de la presión estática, P<sub>s</sub> y para registrar la temperatura a la cual está el caudal de gas que se va a calcular.

Parámetros o variables a tener en cuenta para el cálculo de gas:

1. Diámetro de la línea de gas, a la salida del separador
2. Diámetro del orificio instalado en la línea de gas
3. Temperatura de operación del gas (°F) en el sitio de medición (preferencia en la línea)
4. Gravedad específica del gas,  $S_g$
5. Cedula de la tubería: presión alta intermedia o baja (cedula 160, 120, 80, 40, 30, 20)
6. Presión de operación en el separador, psi
7. Presión en la línea de medición de gas, psi
8. Información de la carta registradora:
  - Presión estática,  $P_s$  Esta presión debe ser aproximadamente igual a la presión registrada en el manómetro de la línea de gas o en el separador
  - Presión diferencial,  $h_w$ , en pulgadas de agua. Esta presión debe ser la lectura promedio ponderado calculado de la carta para el período de prueba.
9. Si las conexiones son de tipo flange (*flange taps*), o de tipo tubería (*pipe taps*).
10. Relación diámetro del orificio/diámetro de la línea de gas  $\beta = D/d$

Donde:

$d$  = Diámetro interno del orificio

$D$  = Diámetro interno de la línea

## CÁLCULO DE CAUDAL DE GAS PRODUCIDO DE UN POZO DE PETRÓLEO

El caudal de gas producido por un pozo de petróleo o de gas se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$Q_g = 24 \cdot C \sqrt{(P_s + 14.7) h_w}$$

Donde:

$Q_g$  = Caudal de gas, SCFD. (pies cúbicos estándar por día)

$C$  = Constante de flujo para sistema de medición tipo orificio.

$P_s$  = presión estática, psi

$h_w$  = presión diferencial, pulgadas de agua.

$$C = F_b \times F_g \times F_{tr} \times F_{pv} \times F_{pw} \times F_r \times Y \times F_{pb} \times F_{ub} \times F_m \times F_a \times F_l$$

Para un cálculo aproximado de caudal de gas producido en un pozo productor de petróleo se pueden involucrar los cuatro primeros parámetros de la constante "C".

Descripción de los parámetros de cálculo:

$F_b$  = Factor básico de orificio



$F_g$  = Factor de gravedad específica del gas

$$F_g = \sqrt{1/S_g}$$

$F_{tf}$  = Factor de temperatura de flujo (tf en grados Fahrenheit)

$F_{pv}$  = Factor de supercompresibilidad

$$F_{pv} = \sqrt{\frac{60 + 460}{tf + 460}}$$

$F_r$  = Factor de número de reynolds

$Y$  = Factor de expansión

$F_{pb}$  = Factor presión base

$F_{tb}$  = Factor temperatura base

$F_m$  = Factor de manómetro (solo para medidores de mercurio)

$F_a$  = Factor de expansión térmica del orificio

$F_l$  = Factor de medición local

### 3.4. PROCESO DE DESALADO DEL CRUDO

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo.

Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos como las porfirinas.

Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos anteriormente mencionados (adición de desemulsionante, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0,2-1 % volumen.

La salinidad de la fase acuosa varía desde 100 ppm hasta la saturación, que es de 300.000 ppm (30 % peso); sin embargo lo usual es encontrar salmueras en el rango de 20.000-150.000 ppm (2 a 15 % peso). Por comparación, el agua de mar contiene de 30.000-43.000 ppm (3 a 4,3 % peso) de sales disueltas. El contenido de sal en el crudo normalmente es

medido en libras de cloruro, expresado como cloruro de sodio equivalente por 1.000 barriles de crudo limpio (Libras por Mil Barriles, LMB o en inglés Pounds per ThousandBarrels, PTB).

Cuando el crudo es procesado en las refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores, taponamiento de los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto, las refinerías usualmente desalan el crudo de entrada entre 15 y 20 PTB para el caso de refinerías sencillas, en aquellas de conversión profunda las especificaciones pueden ser más exigentes, alcanzando valores de 1 PTB (Layrisse et al., 1984).

El desalado en campo reduce la corrosión corriente aguas abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamiento). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental. En ausencia de cristales de sal sólidos, el contenido de sal en el crudo deshidratado está directamente relacionado con el porcentaje de agua y con la concentración de salinidad de la fase acuosa (en ppm de NaCl).

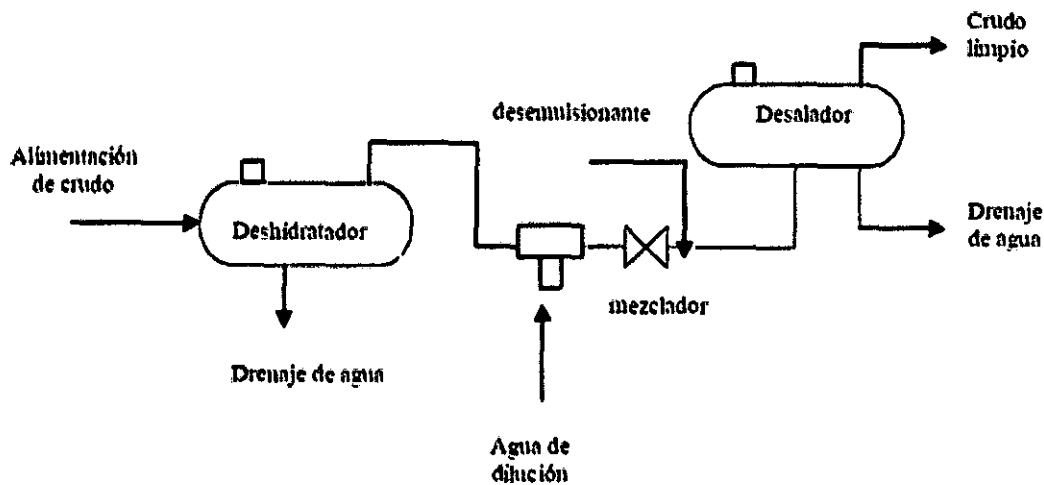
El desalado se realiza después del proceso de rompimiento de la emulsión en deshidratadores electrostáticos y consiste de los siguientes pasos:

- a) Adición de agua de dilución al crudo.
- b) Mezclado del agua de dilución con el crudo.
- c) Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el crudo y la salmuera diluida.

Como se muestra en la figura 18 el equipo convencional para el desalado incluye:

- Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, calentador o unidad electrostática).
- Una “tee” para inyectar el agua de dilución.
- Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales del crudo.
- Un segundo tratador (tipo electrostático o tratador-calentador) para separar nuevamente el crudo y la salmuera.
- En base al desalado en una etapa, el requerimiento del agua de dilución es usualmente de 5 a 7 % con respecto a la corriente de crudo. Sin embargo, si el agua

de dilución es escasa, el desalado en dos etapas reduce el requerimiento del agua de dilución a 1-2 % con respecto a la corriente del crudo.



**Figura 18** Sistema convencional de deshidratación y desalado de crudo.

### 3.4.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

La cantidad de agua requerida en el proceso es una función de la:

- Salinidad del agua emulsionada y del agua fresca.
- Cantidad de agua emulsionada.
- Eficiencia de mezclado.
- Nivel de deshidratación.
- Especificación del contenido de sal en el crudo requerida o PTB.

### 3.4.2. NIVEL DE DESHIDRATACIÓN:

Esta es la variable más importante para reducir el requerimiento de agua de dilución. La dilución de la salmuera de entrada para alcanzar la especificación de salinidad requerida es inversamente proporcional al nivel de deshidratación alcanzado. Adicionalmente es importante reducir el porcentaje de agua del crudo deshidratado para mantener baja su salinidad. Esto explica el uso frecuente de los tratadores electrostáticos para reducir el porcentaje de agua remanente en el crudo a valores de 0,1-0,15 % volumen, ya que sin el campo electrostático el agua remanente en el crudo varía entre 0,2-1 % volumen. En muchos casos es muy difícil alcanzar valores de 0,5 % de agua sin el uso de los tratadores electrostáticos.

### 3.4.3. EFICIENCIA DE MEZCLADO.

Después de la deshidratación el agua remanente en el crudo existe como pequeñas gotas de agua dispersas de modo uniforme en el seno del crudo. Un completo mezclado de todas esas gotas no es posible. Por lo tanto, es una práctica estándar asumir que una fracción  $\phi$  del agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante  $(1-\phi)$  del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio. Generalmente " $\phi$ " se considera como la eficiencia de mezclado.

Para la selección de un sistema de tratamiento óptimo de un crudo específico, deben considerarse una serie de factores para la determinación del método de tratamiento deseable, entre los cuales se citan:

- Características de la emulsión.
- Gravedad específica del crudo y del agua de producción.
- Características corrosivas del crudo, el agua de producción y el gas asociado.
- Tendencias a la deposición de sólidos y generación de incrustaciones del agua de producción.
- Volúmenes de fluidos a tratar y contenido de agua en el crudo.
- Tendencias a la deposición de parafinas y asfaltenos del crudo.
- Presiones de operación deseables en los equipos.

Además de los factores antes mencionados para la selección del sistema de tratamiento, los cuales a su vez permiten escoger los separadores electrostáticos en aquellos casos en que las emulsiones esperadas sean de alta estabilidad, por lo que debe considerarse una serie de parámetros básicos asociados a la acción del campo electrostático. Entre estos factores se cuentan (Lowd et al., 1967; Burris 1974, 1978):

- Temperatura de separación.
- Factor de carga (barriles de crudo tratado por día/área de rejilla electrostática), el cual define el tiempo de retención del crudo como la velocidad de sedimentación de las gotas de agua.
- Voltaje o diferencia de potencial requerida por unidad de longitud de separación de rejillas.
- Factor de velocidad de sedimentación (el cual relaciona las propiedades físicas del crudo y el agua, y representan la fuerza impulsora de la separación gravitacional).

### **3.4.4. EQUIPOS PARA UN TRATAMIENTO DE DESALADO**

#### **3.4.4.1. TANQUE DESHIDRATADOR O GUN BARREL**

Un "gunbarrel" es un tanque tratador con flujo descendente central vertical que opera a presión atmosférica. Un GB típico tiene una cámara superior desgasificadora o bota en el tope. La emulsión a tratar desciende por el centro hasta un dispersor (spreader) donde ingresa al nivel de agua buscando su camino de ascenso por flotación (diferencia de densidad) hasta el nivel superior de petróleo.

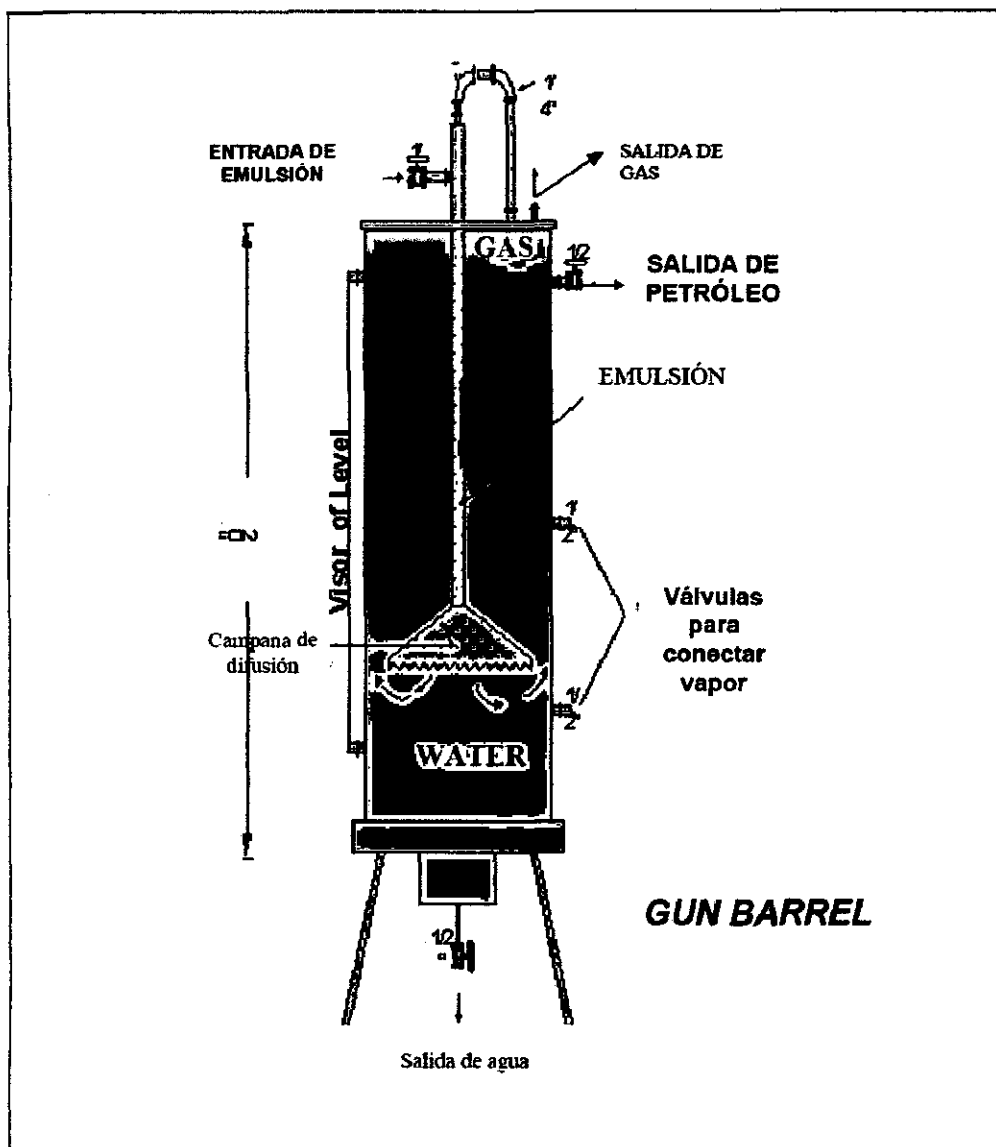
En general, no tienen calentamiento aunque en zonas frías son aislados térmicamente del exterior cuando el fluido ingresa a temperatura.

Los GB son, básicamente tanques sedimentadores, y existen un número muy grande de diseños interiores.

Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña.

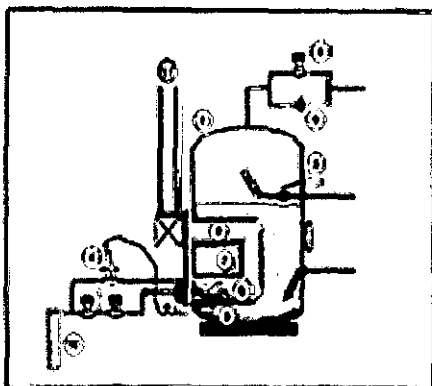


Fuente: Champion Tec. Seminario Inducción de tratamiento de petróleo. Pág. 72

Fig 19. GUN BARREL

### 3.4.4.2. TRATADORES - CALENTADORES

Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de fuego de tipo vertical, como se muestra en la figura 20.



**Figura 20.** Componentes básicos de un calentador de crudo a fuego directo: (1) Cuerpo del Calentador, (2) Caja de fuego, (3) Válvula de venteo, (4) Termo-válvula, (5) Elemento sensor detemperatura; (6) Piloto, (7) Quemador, (8) Válvula de seguridad, (9) Disco de ruptura por resistencia, (10) Depurador de gas, (11) Chimenea.

El diseño normal de un calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

1. Desgasificado de la emulsión de entrada;
2. Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento;
3. Lavado con agua y calentamiento de la emulsión;
4. Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre, debe usarse un separador EAL o FKW.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego es direccionada hacia la parte de abajo del equipo para la separación del agua libre y la arena. Después, la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente, a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia.

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

1. Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación;

2. Bloquear la transferencia de calor, ocasionando finalmente el colapso del equipo de calentamiento;
3. Interferir en los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas;
4. Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la deposición de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psia por arriba de la presión de operación del calentador, removiendo los sedimentos para su posterior drenado por la parte inferior del recipiente. Otra alternativa es usar inhibidores de corrosión.

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

1. Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
2. Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
3. Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
4. Promueve una mejor distribución del desemulsionante.
5. Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
6. Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

1. Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
2. Incrementa los costos de combustible.
3. Incrementa los riesgos en las instalaciones.
4. Requieren mayor instrumentación y control.
5. Causa depósitos de coke.



### 3.4.4.3. COALESCEDORES ELECTROESTÁTICOS

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, figura 21. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada "Sección de calentamiento". La segunda sección es llamada "Sección central o control de nivel" y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada "Sección de asentamiento" del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite.

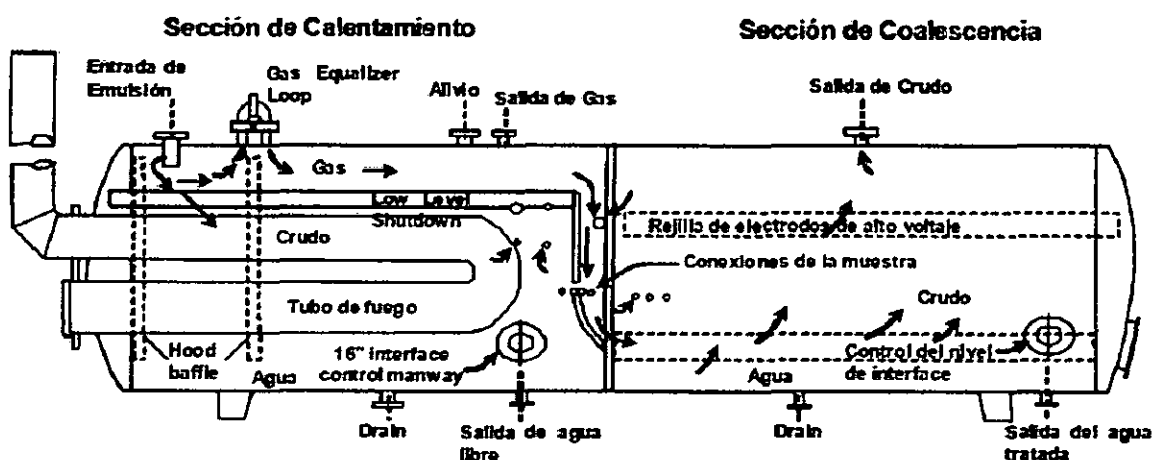


Figura 21. Deshidratador electrostático.

Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por

otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción (Guzmán et al., 1996).

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

1. Requerimiento de supervisión constante en su operación.
2. Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
3. Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
4. Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
5. El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6,5 cp se asienta a una velocidad de 0,07 ft/hr.

Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kiloVoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores-calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación

### 3.5. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL TANQUE DESHIDRATADOR O TANQUE LAVADOR

#### 3.5.1. MEMORIA DE CÁLCULO - DISEÑO DEL SIFON

Esta Memoria de Cálculo sustenta el diseño y por lo tanto las dimensiones de los elementos involucrados según los requerimientos necesarios para la construcción del tanque de lavador y multipropósito.

##### 3.5.1.1. DISEÑO DE SIFON

El nivel de la interfase en un tanque lavador se consigue mediante un sifon o pierna de equilibrio regulable que nos permite regular el tiempo de residencia de los fluidos de acuerdo con la variación de los caudales de entrada, purgando la cantidad necesaria de agua para mantener el nivel predeterminado.

- CANTIDAD DE AGUA PURGADA (Q AP)

$$Q_{AP} = \frac{Q (\% \text{ Agua Formación} + \% \text{ Agua Lavado} - \% \text{ Agua Eliminada en Tratador})}{100}$$

$$Q_{AP} = \frac{Q * (\%AF + \%AL + \%AT)}{100}$$

Donde:

- Q = Caudal de petróleo sin tratar m<sup>3</sup>/día
- % AF = % Agua formación respecto A Q.
- % AL = % Agua lavado respecto A Q.
- % AT = % Agua eliminada en tratadores termicos respecto A Q.

Datos:

- % AF = 16 %, Por datos de diseño.
- % AL = 11 %, de acuerdo a caudal bomba agua lavado.
- % AT = 9 %, Estimado (pruebas en laboratorio)
- Q = 10,000 BPD = 1590 M<sup>3</sup>/D.

$$Q_{AP} = \frac{1590 (16 + 11 - 9)}{100} = 286.20 M^3 / D$$

- DIAMETRO DE PURGA DE AGUA (cm)

Asumiendo una velocidad de 1.4 m/s.

$$D_{PA} = 0.324 \sqrt{286.2} = 5.48 cm$$

$$D_{PA} = 2.16" \cong 3" \text{ Como mínimo (7.62)}$$

Teniendo en cuenta las ampliaciones y consideraciones constructivas, se mantiene a 3"

- ALTURA MINIMA DE LA SALIDA DEL SIFON DE AGUA DE PURGA (m)

$$H_{SP} = 0.038 \times 7.62 = 0.29m \text{ Como mínimo } 12"$$

En los detalles de accesorio de tanques esta especificada esta altura

- ALTURA NETA DE TRABAJO

$$H_{UP} = \text{Altura útil del tanque} = 10.2 \text{ mts}$$

Donde:

$$H_{UP} = \text{Altura útil del tanque} = 9.8 \text{ mts}$$

- ALTURA MAXIMA DE REBALSE EN EL SIFON

$$H_{MAX} = 9.19mts$$

- ALTURA MINIMA DE REBALSE EN EL SIFON 9.6526

$$H_{MIN} = \frac{0.66 \times 9.8 \times 0.835 + 0.34 \times 9.8 \times 1.024}{1.024}$$

$$H_{MIN} = 8.61mts$$

- CARRERA DEL SIFON

$$H_{MAX} - H_{MIN} = 9.19 - 8.61 = 0.58mts$$

- ALTURA DE LA CRESTA MAXIMA EN EL SIFON ( cm)

$$H_{cm} = 17.34 \text{ cm}$$

### 3.5.1.2. DISEÑO DEL DESGASIFICADOR

Existen 3 posibles fuentes de gas en el tanque lavador.

- Gas libre
- Gas liberado por la despresurización desde la última etapa de separación a la presión atmosférica.
- Gas generado por calentamiento del crudo.

En nuestro caso el gas libre es evacuado por la línea de gas del tratador térmico más un % de gas generado por calentamiento.

- CALCULO DE GAS GENERADO POR CALENTAMIENTO ( Nm<sup>3</sup> / D)

Asumiendo un porcentaje de líquido (crudo) perdido por calentamiento de 5% (bastante elevado considerando que se trabajara a 45 °C.)

$$Q_{gc} = 10 \times 0.05 \times 159 \times 0.84$$

$$Q_{gc} = 66.78 Nm^3 / D$$

- CALCULO DE GAS GENERADO POR DESPRESURIZACION

Donde:

$$C_g = f(\phi 0.835) = 1.3$$

$$Q_{gd} = 9,167.55 \text{ Nm}^3/D.$$

- TOTAL GAS AL DESGASIFICADOR:

$$Q_{gt} = 66.78 + 9,167.55 = 9234.33 \text{ Nm}^3 / D$$

- VELOCIDAD DEL GAS DENTRO DEL SEPARADOR ATMOSFERICO:

$$V_g = 0.0509 \left( \frac{62.43 \times 0.835}{1} \right)^{1/2} = 0.3675 \text{ m/s}$$

- AREA DEL SEPARADOR POR SEPARACION DEL GAS (m2):

$$A_s = \frac{9234.33}{86,400 \times 0.3675} = 0.291 \text{ m}^2.$$

- DIAMETRO DEL SEPARADOR POR RETENCION DE GAS (m):

$$D_s = \left( \frac{(4 \times A_s)}{\pi} \right)^{1/2} = 0.6085 \text{ m.}$$

$$D_s = 24"$$

- TIEMPO DE RETENCION DEL LÍQUIDO PARA UNA BUENA DESGASIFICACION).

Calculo de API.

$$API = \frac{141.5}{0.835} - 131.5 = 38 \text{ (API a Temp. Operación)}$$

Con este dato y usando la grafica. Se obtiene:

$$T_R = 0.9 \text{ Minutos.}$$

- VOLUMEN DE RETENCION DE LIQUIDO.

$$V_R = \frac{1590 \left( 1 - \left( \frac{11-9}{100} \right) \right)^{0.5}}{1.440} = 0.563 m^3.$$

- DIAMETRO DEL SEPARADOR POR RETENCION DE LÍQUIDO.

Se adopta una altura de líquido en el separador igual al diámetro

$$D_s = \sqrt[3]{\frac{4 \times 0.563}{\pi}} = 0.8466 m.$$

En este caso  $D_s > D_g$ , luego escogemos:

$$D = 36"$$

$$D = 0.8466 m.$$

Por ser este diámetro mayor que el retención de gas se selecciona este diámetro

- LONGITUD DEL DESGASIFICADOR

Asumimos tres punto siete veces el diametro

$$LD = 3 \times D = 3.7 \times 0.8466 = 3.132 m.$$

- VELOCIDAD DE DESCENSO DENTRO DE LA COLUMNA DEL DESGASIFICADOR (m/s).

$$V_{ELD} = 0.25 - \frac{Q \left( 1 - \frac{\% .4L}{100} \right)}{100,000} = 0.2676 m/s.$$

- SECCION COLUMNA DE DESGASIFICADOR

$$SC = \frac{1590(1.11)(0.9)^2}{86,400 \times 0.27} = 0.06183 m^2.$$

- DIAMETRO COLUMNA DE DESGASIFICADOR (cm.)

$$DCD = \sqrt{\frac{4 X SC}{\pi}} \times 100 = 31.02 \text{ cm.} = 0.28 \text{ m.} = 11"$$

Diámetro seleccionado

$$DCD = 12" \phi.$$

- DIAMETRO DE ENTRADA AL DESGASIFICADOR.

Velocidad de entrada al desgasificador.

$$VED = 1.32 \text{ MT/SEG}$$

Diámetro mínimo de entrada a desgasificador

DIN: 6.22

Usaremos tubo de 8" de diámetro.

$$D_{ED} = 15.79 \text{ cm.} = 6 \frac{1}{4} " \phi$$

### 3.5.2. CONSTRUCCIÓN DEL TANQUE LAVADOR

La fabricación del tanque debe cumplir con lo indicado en el API 650 - WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE, sección 5.

El constructor del tanque contará cuando sea necesario con los equipos requeridos (cizallas) para cortar las planchas de acero A-36 de diversos espesores en caso de que las mismas no sean perfectamente rectangulares. Además deberá doblar las láminas hasta alcanzar la curvatura requerida.

El primer anillo de la pared del tanque será construido en un círculo exactamente concéntrico con el anillo de fundación granular. La diferencia máxima permitida entre la elevación máxima y la elevación mínima de dicho anillo será 5 mm. A partir del segundo, se permitirá una desviación de 25 mm respecto al radio teórico. La longitud de la circunferencia de los anillos no será menor a la longitud teórica de la misma.

Cualquier torcedura, abolladura, o defecto que presente el tanque, deberá ser corregido a fin de cumplir con lo indicado en los dos párrafos anteriores. No



se realizará perforación alguna en las paredes, fondo, techo o placa anular del tanque a propósito de la construcción del mismo.

El techo del tanque tendrá forma cónica, y no deberá tener depresiones que permitan la acumulación de agua en el mismo. Para el montaje del techo, se colocarán en primer lugar las columnas en su correcta ubicación, luego se procederá a colocar las vigas principales, las cuales deberán eslingarse para evitar su deformación. Una vez colocadas las vigas, se procederá a colocar las correas, según lo indicados en los planos de diseño del tanque, para finalmente armar el techo. Todas las uniones estructurales serán a corte.

Todos los perfiles metálicos componentes de la estructura del techo deberán ser de una sola pieza. No se aceptarán soldaduras u otros tipos de empalmes para la obtención de la longitud requerida de algún perfil a utilizar.

Todas las soldaduras temporales requeridas para la construcción de los tanques deberán ser removidas. Las planchas del tanque no deberán sufrir desgarraduras, ni presentar surcos causados por dicha remoción.

**DESCRIPCIÓN SEGUN ESPECIFICACIÓN TECNICA API 650 - WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE, sección 5.**

Esta especificación técnica describe los mínimos requerimientos para el diseño, materiales, construcción y pruebas de construcción de un tanque de almacenamiento de crudo cilíndrico, utilizados en las operaciones de exploración y explotación.

### **3.5.2.1.CLASIFICACIÓN**

- **Atmosférico de baja presión  $p \leq 2.5$  psig**

Tanques cilíndricos verticales de techo fijo.

Tanque cilíndrico vertical con techo flotante interno.

Tanque cilíndrico vertical con techo flotante externo.

- **Mediana presión  $2.5 \text{ psig} < p \leq 15 \text{ psig}$**

Tanques Refrigerados

Tanques no refrigerados

- **Presurizados P>15 psig**

Cilíndricos

Esféricos

### 3.5.2.2. DEFINICIONES

- **Tanque cilíndrico:** Es un recipiente vertical a presión, que permite almacenar los fluidos provenientes de los pozos de petróleo, manifold y baterías.
- **Manhole:** Apertura del cilindro para realizar limpieza y/o mantenimiento del fondo y/o efectuar inspección.
- **Presión de Operación:** Es la presión del recipiente durante una operación normal y esta no debe exceder la presión de MAWP.
- **ASME:** American Society Of Mechanical Engineers.
- **ANSI:** American National Standard.
- **UL:** Underwriters Laboratories.
- **ASTM:** American Society for Testing and Materials.
- **API:** American Petroleum Institute
- **NTP:** Norma Técnica Peruana.
- **DN:** Designación comercial del producto en milímetros.
- **NPS:** Designación comercial del producto en pulgadas.
- **Corrosión:** Esta definido como la destrucción del metal ya sea por reacción química y/o electroquímica con el medio ambiente.
- **Planchas de acero estructural:** Es el material que se usa para la construcción de tanque son producidas bajo especificaciones distintas a la presente, pueden ser empleados si certifican que reúnen todo los requisitos de un material especificado, existen diversos tipos de planchas y están clasificados de acuerdo a la Norma ASTM.
- **Uniones a tope doblemente soldada:** Es unión entre dos partes terminales que se encuentra aproximadamente en el mismo plano y son soldados por ambos lados.
- **Uniones a tope de soldadura simple y respaldo:** Es unión entre dos partes terminales que se encuentra aproximadamente en el mismo plano y son soldados por un lado solamente con el uso de una platina, barra o material adecuado de respaldo.

- **Uniones traslapadas doblemente soldados:** Una unión entre dos piezas superpuesta en la cual los bordes superpuestos de ambos miembros son soldados con soldadura de filete.
- **Uniones traslapadas de soldadura simple:** Una unión entre dos elementos superpuestos en la cual el borde superpuesto de uno de los elementos es soldado con una soldadura de filete.
- **Soldadura a tope:** Una soldadura localizada en una ranura entre los extremos de 2 elementos, las ranuras pueden ser cuadradas, en V (simple o doble), o en U (Simple o doble) ó de simple o doble bisel.
- **Soldadura de filete:** Una soldadura de una sección recta aproximadamente triangular, uniendo superficies que se encuentran aproximadamente en ángulo recto entre sí.
- **Soldadura de filete completo:** Una soldadura de filete cuyo tamaño es igual al espesor de la plancha más delgada que se está uniendo.
- **Techos cónicos soportados:** Es un techo formado por aproximadamente por la superficie de un cono recto, con su principal soporte proporcionado, por largueros sobre vigas y columnas o largueros sobre armaduras con o sin columnas.
- **Techos cónicos autoportante:** Un techo cónico auto soportado es un techo formado aproximadamente por la superficie de un cono recto soportado únicamente en su periferia.
- **Techo tipo domo Auto soportado:** Es un techo formado por una superficie aproximadamente esférica, soportado solamente en superficie.
- **Techo Auto soportada tipo paraguas:** Es un techo modificado de tal forma que cualquier sección horizontal es un polígono regular de múltiples lados que vienen a ser las planchas de techos soportados solamente en su periferia.
- **Soldadura por arco semiautomática:** La soldadura por arco con un equipo la cual controla solamente la alimentación del metal de soporte. El avance de la soldadura es controlada manualmente.
- **Soldadura de arco metálico protegido:** Es una soldadura por arco en donde la fusión es producido por calentamiento con un arco entre un electrodo metálico cubierto y el trabajo.
- **Soldadura de arco metálico con gas:** Es un proceso de soldadura al arco en

donde la fusión es producido por calentamiento con un arco entre un electrodo de metal de aporte continuo.

- **Soldadura de electro gas:** Un método de soldadura al arco metálico con protección de gas o soldadura al arco de núcleo fundente en donde la zapatas moldeados confinan el metal de aporte fundido para posiciones verticales de soldados.
- **Soldadura al arco de núcleo fundente:** Un proceso de soldadura al arco en la cual la fusión es producida por calentamiento con un arco entre un metal de aporte continuo (consumible) que viene a ser el electrodo y el trabajo.
- **Soldadura de Arco Sumergido:** Un proceso de soldadura al arco en la cual la fusión es producida por calentamiento con un arco ó arcos entre un electrodos ó electrodos metálicos y el trabajo.
- **Tanque de techo flotante:** Son techos de tipo contacto diseñado para minimizar la presencia de cualquier mezcla de vapor y aire debajo de la cubierta y reducir la pérdida por evaporación a cero ya sea por movimiento de los fluido y/o por el espacio vacío.

### **3.5.2.3. PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DE TANQUE**

- **SUMINISTRO Y RECEPCIÓN DE PLANCHAS**

El constructor, deberá revisar que las planchas de acero al carbono sean suministradas en la calidad indicada en las especificaciones técnicas del contrato y la especificaciones técnicas, toda plancha con defectos de: laminación, picaduras o corrosión grave, grietas y deformaciones plásticas, no podrá ser usada en la construcción, El constructor, podrá eliminar por corte los defectos antes indicados y reclasificar el uso de la plancha. El Representante de la empresa operadora, revisará y aprobará las planchas que se usarán en la obra.

- **CORTE Y BISELADO DE LAS PLANCHAS**

La actividad de corte y biselado de las planchas se realizaran en el taller del constructor, la misma se realizará mediante equipos de corte por llama, gas o arco eléctrico, con electrodos de carbón u otros equipos adecuados, todo corte deberá quedar libre de rebabas, escorias o de material deformado o afectado por el calor. Las planchas deberán ser cortadas según las dimensiones, forma

requerida y correctamente identificadas. El constructor del tanque, deberá considerar holguras en los cortes de las planchas a fin de hacer los ajustes necesarios durante la erección del tanque. Los biseles se realizarán según lo indicado por los procedimientos de soldaduras y lo indicado en la sección N°3, N° 5 del API-650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE y previamente aprobados por la empresa operadora o dueña del tanque, cualquier no-conformidad deberá ser reparada a plena satisfacción de El Representante de la operadora, según lo indicado en las secciones 5 y 6 del API-650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.

- **DOBLADO DE LAS PLANCHAS**

El constructor deberá realizar una prueba de doblado de las planchas de las paredes del tanque a fin de calibrar la máquina dobladora o calandra, dicha prueba deberá ser realizada en presencia del Representante de la operadora; si durante la prueba se detectan fallas en los equipos, que afectan la calidad del doblado, se deberá cancelar las pruebas hasta corregir las fallas. No se podrán iniciar los trabajos de doblado hasta que la prueba cumpla satisfactoriamente los requerimientos. Durante el proceso de doblado se deberá garantizar que el radio de curvatura de la plancha sea el indicado en los planos, que no existan deformaciones o reducción de espesor de la lámina ni la formación del efecto de “concha de naranja”.

- **CONSTRUCCIÓN DEL PISO**

Antes de iniciar la instalación del piso del tanque se deberá:

- Verificar la fundación y anclajes;
- Las tolerancias permitidas serán las indicadas en el punto 5.5.5 de la sección 5 del API-650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE

Durante la Instalación:

- Elaborar un esquema o secuencia de instalación y soldadura de las planchas, el cual deberá considerar la instalación de las planchas desde el centro del tanque hacia el exterior, a fin de evitar la distorsión de las mismas por efectos de la soldadura.
- Elaborar y calificar el procedimiento de soldadura.

- Todos los equipos, que el constructor utilice en la erección de las paredes del tanque, deberán estar certificados, revisados y aprobados por el representante de la operadora.
- Durante el proceso de instalación y soldadura, se deberá evitar el desplazamiento relativo entre las planchas, así como la distorsión de la misma por efectos del calor durante el proceso de soldadura. A fin de evitar tal situación, la soldadura se realizará desde el centro de la base del tanque hacia el exterior.
- Toda soldadura de las planchas del fondo del tanque se realizará con dos (02) pases; culminado el primer pase, se deberá remover la escoria y proceder a realizar los “Ensayos No Destructivos” ya sea inspección visual, líquidos penetrantes o partículas magnéticas. Cualquier no conformidad deberá ser corregida antes de iniciar el segundo pase.

#### • **CONSTRUCCIÓN DE LOS ANILLOS DE PARED**

Antes de iniciar la instalación de los anillos de pared del tanque deberá:

- Culminar el piso del tanque, esto incluye la liberación de los “Ensayos No Destructivos” y reparación de las no-conformidades y la remoción de todo aditamento.
- Elaborar el esquema o secuencia de instalación y soldadura de las planchas.
- Elaborar y calificar el procedimiento de soldadura.
- Todos los equipos, que se utilicen en la erección de las paredes del tanque, deberán estar certificados, revisados y aprobados por el representante de la operadora.
- Las planchas, deberán ser unidas por soldaduras a tope, mediante el adecuado bisel. Durante el proceso de soldadura, se deberá garantizar la correcta alineación de las láminas mediante mecanismos temporales de alineación. La desalineación permitida en juntas verticales, no será mayor de 5/8 pulg y nunca deberá exceder el 10% del espesor de la plancha o 1/8 pulg. Para planchas de 5/8 pulg de espesor, la desalineación no debe ser mayor a 1/16 pulg. La desalineación de las juntas horizontales, no será mayor de 20% del espesor de la plancha superior, hasta un máximo de 1/8 pulg y para planchas de 5/16 pulg el máximo permitido será de 1/16 pulg. Las paredes del tanque deberán mantener una verticalidad tal que la

desviación no exceda el 1/200 de la altura del tanque y la redondez no debe exceder 1% diámetro, promedio o 30 cm, el menor de los valores; excepto en los tanques con fondo planos, en los que el radio se medirá a una altura de 30 cm sobre la soldadura de la intersección del fondo con paredes, en este caso las tolerancias no excederán los valores señalados en la tabla N° 7 “Tolerancias en el radio, API-650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.

- En tanques donde el espesor de las planchas es mayor a 1½ pulg, el procedimiento de soldadura será de múltiples pases, requiriendo precalentamiento a una temperatura mínima de 200 °F. Culminadas las soldaduras, se realizarán los Ensayos No Destructivos”, tomando las radiografía según lo indicado en la sección N° 6 API-650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.
- Todo aditamento temporal debe ser removido y reparados los daños causados. En las áreas donde fue removido el aditamento temporal, se deberá realizar inspección visual e inspección por partículas magnéticas, opcionalmente y se podrá usar líquido penetrante.
- Toda estructura (andamios) temporal requerida para la erección de las paredes del tanque deberá ser auto soportada. No se permite adosar dichas estructuras a las paredes del tanque mediante soldaduras u otro vínculo.
- **CONSTRUCCIÓN DEL TECHO**
  - Si el alcance de los trabajos contempla la instalación de cubiertas flotantes, techos flotantes o techos auto soportados, se deberá suministrar una lista de las partes que lo forman, así como el plan y los procedimientos de diseño e instalación. No se podrá dar inicio a la instalación hasta que dicho plan y procedimiento estén aprobados.

En general, los techos fijos de tanques atmosféricos de acero al carbono se consideran estructuras metálicas, el constructor deberá erigir dichas estructuras tal como indican los códigos, normas, especificaciones técnicas y mejores prácticas de la ingeniería que corresponden a construcción de estructuras metálicas.

Culminada las actividades de construcción del techo del tanque, se procederá a instalar todos los accesorios de seguridad del tanque tales como válvulas de

sobrepresión y/o rompe vacío, se debe verificar que estos instrumentos estén correctamente probados y/o calibrados.

- **CONSTRUCCIÓN DEL SIFON**

La construcción del sifón se efectuara de acuerdo al plano presentado y a la memoria de cálculo de sifón y degasificador, el tubo de inserción será torneado y cromado de tal manera que tenga una superficie lisa externa para su desplazamiento, el tubo interior de 6 5/8" llevara una bocina de bronce y un anillo en la cual se va alojar un o' ring de viton para sellar la superficie entre los tubos, todos la confección se realizara en un torno de precisión, los detalles se encuentra en el plano de sifón del tanque lavador

El desplazamiento de los tubos se efectuara por el movimiento de un tornillo sin fin y su acabado se realizara en torno con precisión para evitar problemas desplazamiento

- **CONSTRUCCIÓN DE LA BOTA Y DEGASIFICADOR**

Las dimensiones de la bota y el degasificador se encuentran en la memoria de cálculo de sifón y degasificador y en los planos del tanque lavador, de igual manera para su construcción en caso del degasificador la plancha tiene que ser de 1/4" y tiene que ser rolada, para el soldeo tiene que realizarse de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Elaborar el esquema o secuencia de instalación y soldadura de las planchas.
- Elaborar y calificar el procedimiento de soldadura.
- Todos los equipos, que se utilicen en la erección de las paredes del degasificador, deberán estar certificados, revisados y aprobados por el representante de la operadora.

En el caso de la bota esta tiene que ser de tubo sin costura ASTM A-53 Grado B de 12 "de diámetro, su instalación va de acuerdo al plano montado sobre una base concreto empernado

- **CONSTRUCCIÓN DEL PLATO DIFUSOR**

Para realizar un buen lavado del crudo hay que tener en cuenta el tiempo de residencia del fluido que está ingresando al tanque lavador, mientras más sea el tiempo mejor va ser el lavado del crudo y en función de la cantidad de agua que ingresa diariamente se tiene que cambiar el agua, las dimensiones de la plato



difusor y el numero de ellas está en función de la cantidad de fluido que se va procesar, en el plano de detalle de plato difusor se indica la cantidad y las dimensiones así como las especificaciones del plato difusor el cual será de espesor de ¼" y de acero al carbono la plancha será de acero estructural tipo A-36, :

- **LIBRO DE DATOS**

Culminada la fabricación del tanque, El Representante de la empresa operadora deberá verificar que todos los requerimientos mínimos exigidos por las especificaciones, normas o códigos especificados, fueron aplicados en la construcción del tanque, para lo cual la empresa constructora del tanque elaborará un libro de datos en el cual se deberán anexar, antes de iniciar las pruebas hidrostáticas, lo siguiente:

- Cálculos, especificaciones y planos para construcción.
- Certificados de los materiales y equipos.
- Procedimientos de soldadura y tratamiento térmico.
- Plan de control de calidad.
- Procedimientos de construcción.
- Plan de construcción.
- Ensayos destructivos realizados.
- Ensayos no destructivos realizados.
- No – conformidades detectadas.
- Procedimientos de reparación de no conformidades.
- Reporte de las no conformidades reparadas.
- Informe de pre-aceptación de El Representante de Empresa Operadora.
- Procedimiento de pruebas neumáticas, hidrostática, llenado y vaciado.
- Plan de ejecución de las pruebas neumáticas, hidrostática, llenado, vaciado.

- **MISCELÁNEOS**

El Constructor fabricará e instalara de acuerdo al diseño, el conjunto escalera-pasillo según el planos de detalles, siguiendo las especificaciones indicadas en el estándar API 12D -Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids, incluyendo barandas en el techo de cada tanque,

soldadura de bornes para conexión de puesta a tierra y la construcción e instalación de las placas de identificación con las características descritas en los planos

### **3.5.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL PROCESO DE SOLDADURA**

#### **3.5.3.1. Definiciones**

- Uniones a tope doblemente soldadas: Una unión entre dos partes terminales que se encuentran aproximadamente en el mismo plano y son soldados por ambos lados.
- Uniones a tope de soldadura simple y respaldo: Una unión entre dos partes terminales que se encuentran aproximadamente en el mismo plano, soldados por un lado solamente con el uso de una platina, barra u otro material adecuado de respaldo.
- Uniones traslapadas doblemente soldadas: Una unión entre 2 piezas superpuestas en la cual los bordes superpuestos de ambos miembros son soldados con soldadura de filete.
- Unión traslapada de soldadura simple: Una unión entre 2 elementos superpuestos en la cual el borde superpuesto de uno de los elementos es soldado con una soldadura de filete.
- Soldadura a tope: Una soldadura localizada en una ranura entre los extremos de 2 elementos las carearas pueden ser cuadradas, V (simple o doble), o U (simple o doble) o de simple o doble bisel.
- Soldadura de filete: Una soldadura de una sección recta aproximadamente triangular, uniendo 2 superficies que se encuentran aproximadamente en ángulo recto entre sí, como en una unión de traslape, unión te ó junta de esquina.
- Soldadura de filete completo: Una soldadura de filete cuyo tamaño es igual al espesor de la plancha más delgada que se está uniendo.
- Soldadura por puntos o provisional: Una soldadura efectuada para sujetar las partes de un elemento soldado hasta que se realice la soldadura final.

### Tamaños de Soldadura

Los tamaños de la soldadura deberán basarse en las siguientes dimensiones:

- Soldadura de ranura: La penetración de la unión (profundidad del rebaje más la raíz de la penetración cuando se especifica).
- Soldadura de filete: Para soldaduras de filete de catetos iguales, el tamaño del cateto del triángulo rectángulo Isósceles más grande que pueda inscribirse en la sección recta del Cordón. Para soldaduras de filete de lados desiguales el cateto mayor del mayor triángulo rectángulo que Inrec6a inscribirse dentro de la sección recta del Cordón.

### Restricciones de Uniones

Las siguientes restricciones sobre tipas y tamaños de uniones soldadas deberá aplicarse:

- Para soldaduras provisionales no pueden considerarse ningún valor de resistencia en la estructura terminada.
- El mínimo tamaño de la soldadura de filete deberá ser: para planchas de 3/16" de espesor, soldadura de filete completa para planchas mayores que 3/16" de espesor; no menores que 2/3 del espesor de la planchas más delgada que interviene en la unión con un mínimo de 3/16".
- Uniones traslapadas de soldadura simple son permitidas en las planchas del fondo y techo.
- En uniones de soldadura o traslape, como soldaduras para costura, se deberá traslapar no menos de 5 veces el espesor nominal de la plancha mas del fiada que se está uniendo; pero en el casa de uniones traslapadas doblemente soldadas el traslape necesario no excederá de 50 mm (2plg), y en el raso de uniones tras-lapadas simplemente soldadas el traslape necesario no excederá de 25mm (1plg).

### 3.5.3.2.Soldadura

Los procedimientos de soldadura deberán ser aprobados, por escrito, por el representante de la empresa operadora antes de que pueda comenzarse cualquier soldadura.

Toda soldadura realizada sobre juntas de solapamiento en el techo cónico y en el fondo del tanque, deberán contar con cordones de soldadura completos.

Todas las soldaduras serán hechas por el proceso de arco eléctrico protegido de acuerdo a las normas API 650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE. Todas las juntas de las planchas del casco serán soldadas a penetración y fusión completas. Las juntas verticales serán hechas manualmente con pasos múltiples. Las juntas horizontales podrán ser hechas manualmente o con máquinas de arco sumergido de avance automático o semiautomático, de acuerdo a lo descrito en la sección IX del código ASME -Boiler and PressureVessel.

Los defectos de soldadura por socavación y exceso que causen ángulos inclinados en las esquinas de las soldaduras de filete, deberán ser reparados por el constructor.

Los accesorios (bocas de visita, bocas de limpieza, a soldar a las paredes del tanque, serán soldados por dentro y por fuera de los mismos.

Todos los soldadores deberán tener certificados de prueba de soldadura aprobados por la operadora

#### **3.5.3.3. Inspección**

Todo material suministrado por el constructor para la construcción del tanque estará en todo momento sujeto a la inspección y aprobación por el supervisor de la operadora.

El Ingeniero Inspector solicitará al constructor, ensayos de resistencia de los detalles o conexiones estructurales, así como cualquier otro aspecto del trabajo que pudiera afectar la calidad de los trabajos.

Siempre que se requiera repetir los trabajos, las pruebas o cualquier otra actividad, por fallas imputables al Contratista, o trabajos de mala calidad detectados por la inspección, todos los costos generados serán por cuenta del Constructor

Durante el proceso de construcción del tanque, la inspección de juntas se efectuará según las secciones 5 y 6 del estándar API 650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.

EL Contratista hará la inspección radiográfica de las juntas soldadas del tanque, teniendo que proceder a la reparación de las soldaduras defectuosas y posteriores toma de rayos X.

Se podrán emplear otros ensayos no destructivos en la inspección de las soldaduras, según se describe en la sección 6 del estándar API-650-WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.

#### **3.5.3.4. Uniones de soldadura típicas**

- Uniones de casco verticales

a) Las uniones de casco verticales deberán ser uniones a tope con completa penetración y fusión completa como la conseguida por la soldadura doble u otros medios los cuales deberán obtener las mismas calidades que el material de aporte sobre el interior y exterior de las superficies soldadas. La adecuada preparación de las planchas y los procedimientos de soldado deberán ser determinados de acuerdo con las normas API 650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE. Sección 7.2.

b) Las uniones verticales en cordones de tanque adyacentes deberán no estar alineadas pero deberán estar desplazadas cada una de otra una distancia mínima de  $5t$ , donde  $t$  es el espesor de plancha del cordón más grueso del punto de desplazamiento.

- UNIONES DE CASCO HORIZONTALES

a) Las uniones de casco horizontales deberán tener completa penetración y completa fusión; sin embargo, como una alternativa, los ángulos superiores pueden ser sujetos al casco por una unión de soldadura doble. La conveniencia de la preparación de la plancha y del procedimiento de soldadura deberá ser de acuerdo con las normas API 650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE. Sección 7.2.

b) A menos que se especifique de otro modo, las planchas del casco terminando cerca de las uniones horizontales deberán tener un centro de eje vertical común.

- **UNIONES DE FONDO SOLDADAS A SOLAPA**

Las planchas de fondo soldadas a solapa deberán ser razonablemente rectangulares y de canto escuadrado. Tres planchas solapadas en el fondo del tanque deberán estar por lo menos 300 mm (12 plg) cada una de otra, desde el casco del tanque, de las uniones de planchas anulares soldadas a tope y de uniones entre planchas anulares y de fondo. El solapado de dos planchas de fondo sobre las planchas anulares soldadas a tope no constituye una tri plancha soldada a solapa.

Cuando planchas anulares son usadas o requeridas, ellas deberán estar soldadas a tope y deberán tener un espesor radial suministrado por lo menos a 600 mm (24 plg) entre el interior del casco y alguna unión soldada a tope en el resto del fondo. Las planchas de fondo necesitan ser soldadas sobre la subcinta sólo, con un continuo soldeo total del filete sobre toda la costura.

A menos que las planchas de fondo anular sean usadas, las planchas de fondo debajo del fondo del casco de anillo deberían tener los extremos finales de las uniones aptos y soldados a solapa para formar una presión uniforme por las planchas de casco como se muestra en la figura 3-3B.

- **UNIONES DE FONDO SOLDADAS A TOPE**

Las planchas de fondo soldadas a tope deberán tener paralelo a ellas los bordes preparados para el soldado a tope con su escuadra o ranura en V. Si Las ranuras escuadradas son empleadas, la abertura de la raíz debería no ser menor que 6mm (1/4 plg). Los soldados a tope deberían ser hechos por soldadura a punto con una platina de respaldo de por lo menos 3 mm (1/8 plg) de espesor para la parte inferior de la plancha.

Un metal más espacial se usará para mantener la abertura de la raíz entre los bordes de las planchas inmediatas a menos que el fabricante someta a otro método el soldado a tope aprobado por el comprador.

Tres planchas unidas en el fondo del tanque deberán estar por lo menos a 300 mm(12 plg) cada una de otra y del casco del tanque.

- UNIONES DE PLANCHAS ANULARES DE FONDO

Las uniones radiales de planchas anulares de fondo deberán ser soldadas a tope de acuerdo con las normas API 650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE. Sección 3.1.5.5 y deberán tener una completa penetración y fusión. La barra auxiliar será compatible para el soldado de los platos anulares juntos.

- SOLDADURAS CON FILETE PARA CASCO-FONDO

a) Para el fondo y las planchas anulares con un espesor nominal de 12.5 mm (1 / 2 plg.), y menos, la conexión entre el borde inferior del cordón más bajo de la plancha de casco y la plancha de fondo deberá ser un soldeo de filete continuo colocado en cada lugar de la plancha del casco. El tamaño de cada soldadura no será más de 12.5 mm (1 / 2 plg.) y no será menor del espesor nominal de la más delgada de las planchas unidas. (Esto es, la plancha de casco o la plancha de fondo inmediatamente debajo del casco) o menor que los siguientes valores :

Espesor nominal de la plancha del casco		Tamaño mínimo del filete soldado	
(mm)	(in.)	(mm)	(in.)
5	0.1875	5	$\frac{5}{16}$
> 5 to 20	> 0.1875 to 0.75	6	$\frac{1}{4}$
> 20 to 32	> 0.75 to 1.25	8	$\frac{5}{16}$
> 32 to 45	> 1.25 to 1.75	10	$\frac{3}{8}$

b) Para planchas anulares con un espesor nominal mayor que 12.5 mm (1 / 2 plg.), las juntas soldadas serán de tamaño tal que cualquiera de los catetos o la profundidad de la ranura mas el cateto para un soldado combinado es de un tamaño igual al espesor de la plancha anular (ver figura C), pero no deberá exceder el espesor de la plancha del casco.

- UNIÓN DE VIGA AL VIENTO

- a) La soldadura a tope con total penetración será usada para unir las secciones de anillo.
- b) Se usarán las soldaduras Continuas para todas las juntas cima-lado horizontal y para las juntas verticales. Las juntas fondo-lados horizontales serán soldadas a sello si es especificado por el comprador. El soldado a sello podría ser considerado para minimizar el potencial causado por la humedad atrapada lo cual puede causar corrosión.

- UNIONES DE TEJADO Y ÁNGULO SUPERIOR

- a) Las planchas del tejado deberán, como mínimo, ser soldadas sobre el lado superior con una soldadura continua en todo el filete sobre todo la costura. Las soldaduras a tope son también permitidas.
- b) Las planchas del tejado deberán ser juntadas para el ángulo superior de un tanque con un soldado con filete continuo sobre el lado superior sólo
- c) Las secciones del ángulo superior para techos autosoportantes deberán ser unidos por soldados a tope teniendo completa penetración y fusión.
- d) A causa de la opción del fabricante, para los tejados autosoportantes de cono, domo, o tipo del paraguas, los bordes de las planchas del tejado pueden ser horizontalmente bridados para apoyarse contra el ángulo superior para mejorar las condiciones de soldado.
- e) Excepto como se especifica para los tanques de lado abiertos, para techos autosoportantes, y para tanques con tejado de casco bridado, los cascos del tanque deberán ser suministrados con ángulos superiores de tamaños no menores que los siguientes:

Ø tanque (piès)	Tamaño ángulo
35 y menores.....	2 1/2" x 2 1/2" x 1/4"
más de 35 hasta 60.....	2 1/2" x 2 1/2" x 5/16"
mayores que 60.....	3" x 3" x 3/8"



El ala saliente del ángulo superior, podrá extenderse hacia el exterior o interior del casco del tanque a la elección del comprador.

f) Para tanques que no excedan los 30 pies de diámetro y tengan techos cónicos soportados, el borde superior puede ser pestañado en lugar de un ángulo superior. El radio de dobléz y el ancho del borde deberán cumplir con los estándares. Esta construcción puede ser usada para cualquier tanque que tenga techo autosoportado si el área total de la sección recta de la unión de filete completa expone el área requerida para la construcción del ángulo superior.

#### **3.5.4. PRUEBAS RADIOGRÁFICAS DE SOLDADURA Y PRUEBAS HIDROSTÁTICAS**

El objeto del presente documento es especificar las características técnicas a emplear en el Ensayo Radiográfico de soldaduras y Prueba Hidrostática; así como prevenir los riesgos originados por las actividades con fuentes emisoras de radiactividad.

En la presente Especificación, se detallan los métodos y elementos necesarios para el ensayo de radiografiado de las soldaduras y prueba hidrostática.

##### **3.5.4.1. PRUEBAS RADIOGRAFICAS**

Las pruebas radiográficas son requeridas para cascos soldados a tope, planchas anulares soldadas a tope, y conexiones tipo a ras. No se requiere pruebas radiográficas para las soldaduras de las planchas del fondo ni para las uniones soldadas de las planchas del techo con el ángulo superior, el ángulo superior con las planchas del casco, las planchas del casco con el del fondo, o accesorios con los tanques.

##### **NÚMERO Y LOCALIZACIÓN DE RADIOGRAFÍAS**

Las pruebas radiografías deberán ser tomadas como se especifica a continuación:

a) Para uniones soldadas a tope en la cual la plancha más delgada del casco es menor que o igual a 10 mm (3/8plg.) de espesor, una muestra radiográfica deberá ser tomada en los primeros 3m (10 pies) de la unión vertical completa de cada tipo espesor de soldadura por cada soldador u

operario soldador. La muestra radiográfica tomada en la unión vertical del cordón más bajo puede ser usado para reunir los requerimientos de la nota 3 en la figura 1 para uniones individuales. Después de lo cual, sin considerar el número de soldadores que trabajaron en ello, se tomarán muestras radiográficas adicionales, una cada 30 m (100pies) (aproximadamente) y cualquier fracción residual mayor de ella, de la junta vertical del mismo tipo y espesor. Por lo menos el 25% de las muestras seleccionadas, deberán corresponder a la intersección de las uniones horizontales y verticales con un mínimo de 2 de tales intersecciones por tanque. En adición a los requerimientos previos, una muestra radiográfica aleatoria será tomada en cada unión vertical en el cordón más bajo (vea el figura 1).

b) Para uniones a tope en el cual la plancha más delgada del casco es mayor que 10mm (3/8") pero menor o igual a 25mm (1") de espesor, muestras radiográficas serán tomadas de acuerdo lo antes mencionado. En adición, todas las juntas de las uniones verticales y horizontales en las planchas en este rango de espesores serán radiografiadas; cada película de radiografía mostrará claramente un mínimo de 75mm (3") de soldadura vertical y 50mm (2") de longitud de soldadura en cada lugar de la inserción vertical. En el cordón más bajo, dos muestras radiográficas serán tomadas en cada unión vertical: una de las radiografías será concluida al fondo tal como es practicable, y la otra será tomada en forma aleatoria (vea figura 1).

c) Las uniones verticales en las cuales las planchas del casco son mayores que 1 plg de espesor serán totalmente radiografiadas. Todas las juntas de las uniones horizontales y verticales en este rango de espesores serán radiografiadas, cada película mostrará claramente un mínimo de 75 mm (3") de soldadura vertical y 50 mm (2") de longitud de soldadura en cada lado de la intersección vertical (vea figura 1).

d) La soldadura a tope alrededor de la periferia de un pozo de acceso (manhole) o una boquilla insertada será completamente radiografiado.

Una muestra radiográfica será tomada en los primeros 3 m (10 pies) de la unión a tope horizontal completa del mismo tipo y en el espesor

(basado en el espesor de la plancha más delgada de la unión), sin considerar el número de soldadores u operarios que trabajan en ello. Después de lo cual se tomará una muestra radiográfica cada 60m (200 pies) adicionales (aproximadamente), y cualquier fracción residual mayor de ella, de la unión horizontal del mismo tipo y espesor. Estas radiografías están adicionadas a las radiografías de las juntas de las uniones verticales requeridas por el artículo (vea figura 1).

Cuando dos o más tanques sean montados en la misma localidad por el mismo comprador, concurrente o continua, el número de muestras radiográficas a ser tomadas puede ser basada en la suma de la longitud de pies de soldadura del mismo tipo y espesor en cada grupo de tanques mejor que en la longitud en pies de cada tanque individual.

Debe reconocerse que el mismo soldador u operario puede o no puede ser el que suelde ambos lados de la misma unión a tope. Es por consiguiente factible el inspeccionar el trabajo de dos soldadores u operarios con una muestra radiográfica si ellos soldaron los lados opuestos de la misma unión a tope. Cuando una muestra radiográfica es rechazada se deber determinar mediante muestras radiográficas adicionales si están fallando uno o ambos soldadores u operarios.

Un igual número de muestras radiográficas serán tomadas del trabajo de cada soldador u operador en proporción de la longitud de las uniones soldadas.

A medida que la soldadura avance, radiografías serán tomadas tan pronto como sea posible. Las localizaciones donde las muestras radiográficas son tomadas pueden ser determinadas por el inspector comprador.

Cada radiografía claramente mostrará un mínimo de 150mm (6") de longitud de soldadura. La película estará centrada sobre el cordón y será

lo suficientemente ancha para permitir la ubicación de marcas identificadoras y calibres de espesores o penetrómetros.

Cuando las planchas anulares de fondo son requeridas, la unión radial será radiografiada tal como sigue:

- a) para uniones a tope doblemente soldadas, una muestra radiográfica será tomada sobre un 10% de la unión radial.
- b) para uniones a tope simplemente soldadas, una muestra radiográfica será tomada sobre 50% de la unión radial. Cuidado extra deberá ejercerse en la interpretación de las radiografías de uniones simple soldadas que poseen barras de retención permanentes. En algunos casos, adicionales expuestos tomados en un ángulo pueden determinarse sin que cuestionables indicaciones sean aceptables. La mínima longitud radiográfica de cada unión radial será 150 mm (6 plg.). Las localizaciones de las radiografías deberán preferentemente estar cerca al otro borde de la unión de la plancha del casco y la plancha anular.

**Notas:**

- 1. muestra radiográfica vertical de acuerdo con 2.1.1., artículo a) una en los primeros 3m (10 pies) y una en cada 30m (100pies) 25% de cual será en intersecciones
- 2. muestra radiográfica horizontal de acuerdo con 2.1.2. Una los primeros 10 pies y una en cada 60 m (200 pies)
- 3. muestra radiográfica vertical en cada costura vertical en el cordón más bajo (vea 2.1.1. Artículo b) muestras radiográficas que satisfacen los requerimientos de la nota 1 el cordón más bajo puede ser usado para satisfacer este requerimiento
- 4. muestra radiográficas de todas las intersecciones por encima de 10 mm (3/8plg) (vea 2.1.1. artículo b)
- 5. muestra radiográfica del fondo de cada costura vertical en el cordón del casco más bajo por encima de 10 mm (vea 2.1.1.)
- 6. radiografía completa de cada costura vertical por encima de 25mm (1plg) la completa radiografía puede incluir la muestra radiográfica de las intersecciones si la película tiene un mínimo gosor de 100mm (4plg)

El personal quien ejecuta y evalúa los exámenes radiográficos de acuerdo a esta sección será calificado y certificado por el fabricante además reunirá los requisitos de certificación según el diseño general en nivel II o nivel III de ASNT SNT-TC-1A (según apéndices aplicables). El personal de nivel I puede ser usado si ellos aplican los procedimientos escritos de aceptación /exclusión preparados por el personal del nivel II o del nivel III. Estos procedimientos escritos deberán contener los requisitos aplicables de la sección V, artículo 2, del código ASME. En adición, todo personal del nivel I estará bajo la dirección de la supervisión del personal del nivel II o del nivel III.

#### REPARACIÓN DE SOLDADURAS DEFECTUOSAS

Los defectos de las soldaduras serán reparadas por cincelado o derretimiento hacia afuera de tales defectos de uno o ambos lados de la unión (como se requiera) y volviendo a soldar. Solamente la suficiente eliminación por corte de las uniones defectuosas es considerada como necesaria para corregir los defectos.

Toda soldadura reparada en las uniones será chequeada por repetición del procedimiento de inspección original y por una repetición de los métodos de prueba de antes mencionados sujetos a la aprobación del comprador.

#### REGISTROS DE EXAMINACIÓN RADIOGRÁFICA

El fabricante preparará un mapa radiográfico, mostrando la localización de todas las radiografías tomadas a lo largo con las marcas de identificación de películas.

Después de concluir la estructura, las películas serán propiedad del comprador a menos que se haya especificado otro acuerdo entre el comprador y el fabricante.

#### 3.5.4.2.EXAMINACIÓN POR PARTÍCULA MAGNÉTICA

Cuando la exanimación por partícula magnética es especificada, el método de examinación estará de acuerdo con la sección V, artículo 7, del código ASME.

La examinación por partícula magnética será realizada de acuerdo con los procedimientos escritos que están certificados por el fabricante en cumplimiento con los requerimientos aplicables de la sección V o del código ASME.

El fabricante determinará que cada examinador de partícula magnética reúna los siguientes requerimientos:

- a) Tenga visión (con corrección, si es necesario) para ser capaz para leer una carta hidrográfica normada Jaeger tipo 2 cerca de una distancia no menor que 300 mm (12 plg) y sea capaz de distinguir y diferenciar contraste entre los colores usados. Los examinadores serán chequeados anualmente para asegurar que ellos reúnan estos requerimientos.
- b) Sea competente en la técnica de la examinación por el método de la partícula magnética, incluso realizando e interpretando y evaluando los resultados; sin embargo, donde el método de examinación consiste en más de una operación, el examinador necesitará sólo ser calificado para una o más de las operaciones.
- c) Las normas de aceptación y la deposición y reparación de defectos serán de acuerdo con la sección VIII, apéndice 6, párrafos 6-3, 6-4, del código ASME.

#### 3.5.4.3.EXAMINACIÓN ULTRASÓNICA

Cuando la examinación ultrasónica es especificada, el método de examinación estará de acuerdo con la sección V, artículo 5, del código ASME.

La examinación ultrasónica será ejecutada de acuerdo con un procedimiento escrito que es certificado por el fabricante a ser cumplido con los requisitos de la sección V del código ASME.

Los examinadores quienes realizan las examinaciones ultrasónicas bajo esta sección serán calificados y certificados por el fabricante igualmente reunirán los requisitos de certificación de diseño general

en nivel II o nivel III de ASNT SNT-TC-1<sup>a</sup> (incluyendo apéndices aplicables). El personal del nivel I es usado si son entregados escritos en el criterio de aceptación/exclusión preparado por el personal del nivel II o del nivel III. En adición, todo el personal del nivel I estará bajo la supervisión directa del personal del nivel II o del nivel III.

Las normas de aceptación deberán ser acordadas por el OPERADORA y la CONTRATISTA.

#### 3.5.4.4.EXAMINACIÓN POR LÍQUIDO PENETRANTE

Cuando la examinación por líquido penetrante es especificada, el método de examinación estará de acuerdo con la sección V, artículo 6, del código ASME.

La examinación por líquido penetrante será realizada de acuerdo con un procedimiento escrito, que esta certificado por el fabricante, a estar en cumplimiento con los requerimientos aplicables de la sección V del código ASME.

El fabricante determinará y certificará que cada examinador del líquido penetrante reúna los siguientes requerimientos:

- a) Tenga visión (con corrección, si es necesario) para que sea capaz de leer un carta hidrográfica normada Jaeger tipo 2 cerca de una distancia no menor que 300 mm(12 plg) y sea capaz de distinguir y diferenciar contraste entre los colores usados. Los examinadores deberán ser chequeados anualmente para asegurar que ellos reúnan estos requerimientos.
- b) Ser competente en la técnica del método de examinación por líquido penetrante para el cual él esta certificado, incluso haciendo la examinación e interpretando y evaluando los resultados, sin embargo, donde el método de examinación consiste en más de una operación, el examinador puede estar certificado según el estado calificado para una o más operaciones.
- c) Las normas de aceptación y la deposición y reparación de defectos será de acuerdo con la sección VIII, apéndice 8.párrafos 8-3 ,y 8-4 ,del código ASME.

### **3.5.4.5.INSPECCIÓN VISUAL**

Una soldadura será aceptable por inspección visual si la inspección muestra lo siguiente:

- a) Allí no hay grietas o craters, otras superficies agrietadas o con formación de arcos adjacente a la unión soldada.
- b) Las socavaciones no excederán los límites permitidos para uniones a tope verticales y horizontales. Para soldaduras que unen boquillas, pozos de acceso (manhole), aperturas de limpieza, y uniones permanentes, las socavaciones no excederán 0.4mm (1/64 plg).
- c) La frecuencia de superficies porosas en la soldadura no excederá uno o más poros en cualquiera de 4 plg. de longitud, y el diámetro de cada grupo (de uno o más poros) no excederá 2.5 mm(3/32plg).

Una soldadura que falla a reunir los criterios dados, será retrabajada antes de la prueba hidrostática tal como sigue:

- a) Cualquier defecto será retirado por medios mecánicos o procesos térmicos. Los arcos formados en uniones adjacentes a la soldada serán reparados por esmerilaje y volver a soldar tal como es requerido. Los arcos formados reparados por soldeo deberán estar al nivel con la plancha.
- b) Volver a soldar es requerido si el espesor resultante es menor que el mínimo requerido por el diseño o por las condiciones de prueba hidrostáticas. Todos los defectos en áreas de mayor espesor que el mínimo serán acñados para un adelgazamiento de por lo menos a 4:1.
- c) La soldadura reparada será visualmente examinada para defectos.

### **3.5.4.6.PRUEBAS HIDROSTATICA**

El tanque será probado hidrostáticamente con agua, según el estándar API-650 -WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE, sección 5.3.6. El agua para la prueba hidrostática será suministrada por el constructor.

La rata de llenado del tanque durante la prueba hidrostática se muestra en la tabla siguiente, y se aplicará de modo de lograr un llenado uniforme y un asentamiento normal de la base del tanque.



**Porción de los Tanques    Rata de llenado (pulgadas / hora)**

**Tercio Inferior    18**

**Tercio Intermedio.    12**

**Tercio Superior    09**

Las ratas de llenado indicadas son máximas. Estas ratas podrán ser menores de acuerdo a los caudales de agua disponibles en el sitio de la obra. El constructor tomará mediciones de asentamiento cada tercio del tanque, una vez llenado y a las 24 horas siguientes, y suministrará tres (03) copias reproducibles de las tablas de medición correspondientes a los tanques. Antes de comenzar la prueba hidrostática y el llenado de cualquier porción del tanque correspondiente a un anillo, deberán tomarse lecturas indicativas del asiento del tanque. Después que el tanque haya sido llenado, se procederá a la inspección en busca de fugas. Un Inspector de la Operadora estará presente durante esta inspección.

Al finalizar la prueba hidrostática, El Constructor entregará el tanque totalmente seco y limpio. El constructor estará en la obligación de efectuar las pruebas hidrostáticas necesarias hasta la aceptación del tanque por parte del Inspector de la operadora.

#### **IV.CONCLUSIONES**

- En todo Tratamiento de crudo se dan los siguientes procesos de separación:
  - Desestabilización y rompimiento de las emulsiones de petróleo tan pronto como sea posible después de que ha sido formada y producida
  - Separación del gas presente en la emulsión producida
  - Promoción de la coalescencia de las gotas de agua para formar gotas más grandes, las cuales precipitarán más rápidamente.
  - Disminución de la viscosidad de la fase petróleo para acelerar la separación del agua desde la fase petróleo
  - Permitir suficiente tiempo para que ocurra una completa separación del agua.
- Todos los equipos de TC se diseñan, en base a las propiedades de los fluidos a tratar y a los parámetros operativos que un tratamiento eficiente requiere. El diseño de los sistemas de tratamiento se basa en las características de la emulsión y las condiciones locales de producción.
- Todo sistema de tratamiento presenta una etapa de agitación de petróleo emulsionado, una etapa de aglomeración o coalescencia de las gotas de la fase dispersa, y otra etapa de precipitación o caída de agua por gravedad.
- El tratamiento de petróleo emulsionado se agiliza con el empleo de equipos mecánicos, aplicación de calor y agentes surfactantes. El comportamiento de una emulsión no es siempre el mismo frente a los sistemas de tratamiento.
- En general, durante el diseño no se considera la necesidad, el tipo y la concentración de los químicos que será necesario incorporar para coadyuvar (asistir) a la eficiencia de los procesos.
- El líquido de entrada al tanque debe ser una emulsión desestabilizada para evitar re-tratamientos costosos de la carga recibida.
- La corriente de entrada debe estar desestabilizada por lo cual es conveniente muestrear dicha corriente a intervalos frecuentes y conseguir esta situación en el campo. Bombas dosificadoras deben ser instaladas cerca del tanque de lavado para inyectar desemulsificante adicional.

- La coalescencia comienza después de que el desemulsificante ha sido inyectado y mezclado con el crudo emulsionado en la línea de transferencia de petróleo, donde a las gotas de agua se les da suficiente oportunidad de colisionar y caer.
- El asentamiento gravitacional será solamente efectivo después que la emulsión ha sido rota por algún otro tipo de tratamiento. Si las películas protectoras y las cargas eléctricas que estabilizan los glóbulos no son primeramente neutralizadas, cualquier asentamiento que ocurra será a un ritmo bastante lento para ser económicamente factible.
- La emulsión debe ser previamente calentada. El calor produce el choque de las gotitas cada vez con más frecuencia y mayor fuerza lo que va a producir que la película circundante se rompa y las gotas se junten y por consiguiente sedimenten a la Temperatura de ebullición del agua. Tiene como desventajas las pérdidas de las partes volátiles de los hidrocarburos, pérdida de volumen.
- La tasa de llenado del tanque (velocidad de ascenso del fluido) debe ser menor que la velocidad de sedimentación, para un cierto tamaño de gota a fin de reducir el tiempo de sedimentación. (velocidad ascenso  $v_{oil} < 1 \text{ m/hr}$ )
- El agua producida es corrosiva, lo que aumentara los costos de mantenimiento
- El mayor inconveniente con el que tropieza el operador de la PTC es la variación temporal y espacial de la carga a la PTC. Generalmente, una vez puesta en marcha la PTC la variación de los fluidos de los sistemas de producción / extracción y la llegada de químicos de tratamiento de pozos, atentan contra la normal operación de la PTC.
- Una vez diseñada, construida y montada no hay mucho margen para cambiar condiciones operativas, el primer gran inconveniente surge cuando se supera la capacidad de tratamiento de diseño (deben reducirse los tiempos de residencia). El segundo gran inconveniente es la irrupción de agua con la necesidad de manejar grandes % de la misma.
- El proceso de desalado se realiza por lavado de petróleo en agua dulce, ya sea inyectándola en el oleoducto o pasando el petróleo a través de un colchón lavador. Este se renueva constantemente para evitar saturaciones de sales, los colchones saturados no desalan. El fundamento está en el intercambio iónico que se produce en el colchón, pasando las sales de las gotitas de agua del petróleo al agua del colchón y disminuyendo su concentración.

- Como norma se toma como valor máximo de salinidad del crudo para ser comercialmente apto no más de 100 gr/m<sup>3</sup>, expresado como cloruro de sodio( Cl Na)
- Para lograr el objetivo de un tratamiento de deshidratación y desalación exitoso, es importante seleccionar el método adecuado avalado por una buena experiencia de campo.

## **V. RECOMENDACIONES**

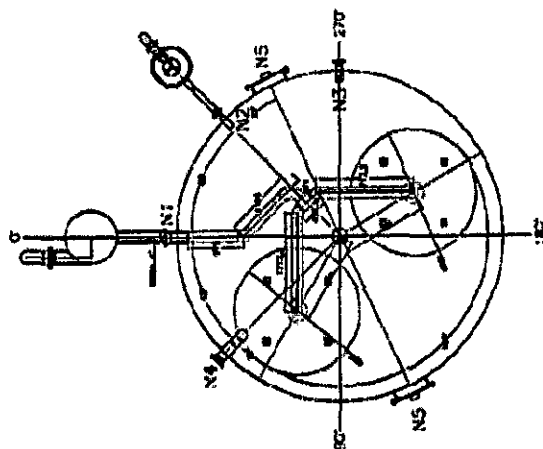
1. Tener un estricto control sobre los niveles y volúmenes manejados de todas los recipientes (separadores y tratadores electroestáticos) para no variar los tiempos de retención de crudo y de agua permitiendo una buena coalescencia de las gotas de agua y un buen trabajo del químico demulsificante.
2. Es importante mantener las dosis propuestas de químico en todos los puntos de inyección para asegurarse un total control sobre el sistema y la optimización del consumo de químico.
3. El mantenimiento periódico de todos los instrumentos como lo son las válvulas neumáticas, controladores, flotes, manómetros, termómetros, sistema eléctrico en tratadores, etc., llevara a la disponibilidad de todo el equipo que interviene en el proceso de deshidratación evitando así la reducción de capacidad de la planta para satisfacer los requerimientos de la calidad de petróleo tratado a la salida de la planta.
4. Los rebalses de crudo de los tanques del sistema de tratamiento de agua de inyección deberán ingresar primero a los separadores y no al manifold de entrada de los tratadores para evitar sobrecargas de agua en los mismos.
5. Realizar pruebas de campo y de botella con diversos químicos demulsificantes cada año como mínimo, para mejorar el proceso de deshidratación por cualquier variación en la producción del campo.

## **6. BIBLIOGRAFIA**

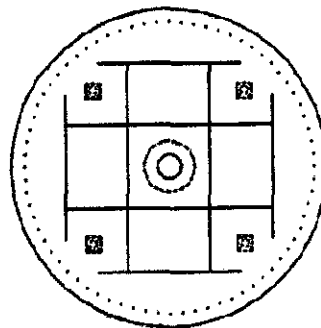
- Deshidratación de crudo, principios y tecnología.  
Cuaderno FIRP, S853, PP. Shirley Marfisi y Jean Louis Salager
- Tratamiento de crudos. Necesidad, recursos y últimos avances.  
GPA. Estudios y servicios petroleros. S.R.L. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- Optimización del equipo de Deshidratación de crudo en una Empresa petrolera  
Trabajo de Graduación. Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. Alexis Ayala Matus
- Sistemas de tratamiento de crudos.  
Tecnologías KOCKEN Sistemas de Energía INC.
- Selección de un agente desemulsificante para la deshidratación del crudo proveniente del estado Zulia. Tesis de Grado.  
Universidad Central de Venezuela

# ANEXOS

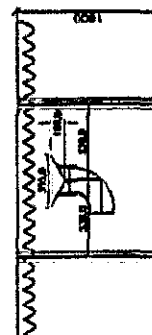
**UNION FRONTAL DEL PUEBLO DEL ECUADOR**  
**Esc. 1/90**



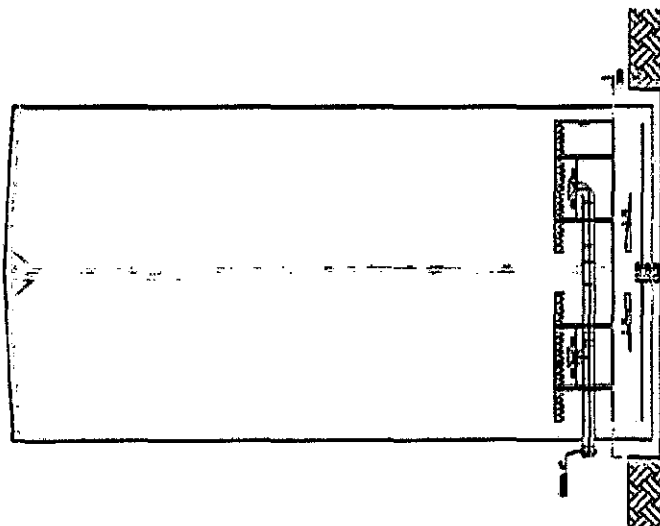
**VISTA DE PLANTA DEL PLATO DIFUSOR**  
**Esc 1/50**



**VISTA FRONTAL DEL PLATO DEUSOR**  
**Esc. 1/50**



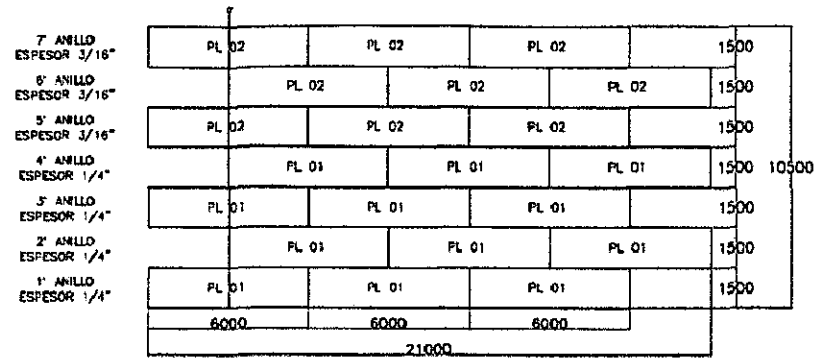
**VISTA FRONTAL DEL PLATO DENSO**  
**Enc. 1/50**



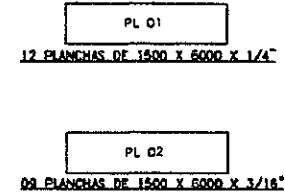
CONSTRUCCION DE TANQUE LAVADOR		CÓDIGO PROYECTO	
DETALLE PLANO DETUQUE		TOTAL DE OBRAS DE LAS QUE FORMA PARTE	
NO. DE DISEÑO	FECHA	FECHA DE ENTREGA	FECHA DE RECEPCION
13	12	12	12
NO. DE DISEÑO	FECHA	FECHA DE ENTREGA	FECHA DE RECEPCION
13	12	12	12



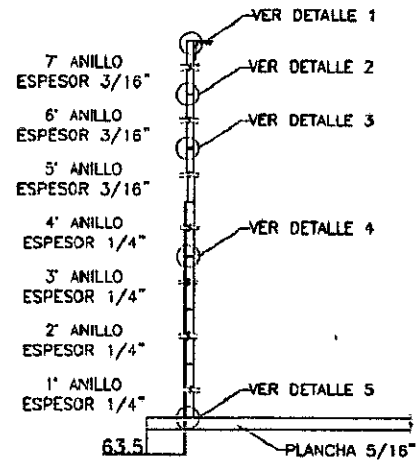
**DISTRIBUCION DE PLANCHA DE CILINDRO**  
Esc. 1/100



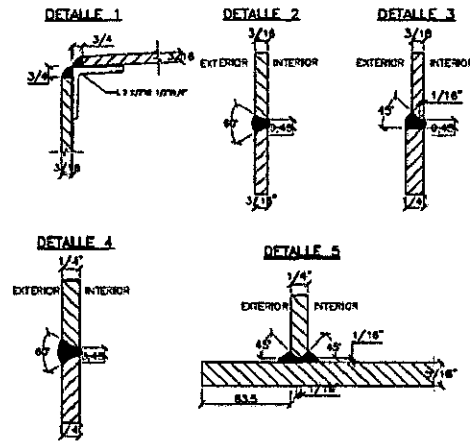
**PLANCHA DEL CILINDRO**  
Esc. 1/100



**SECCION DEL CILINDRO**  
S/Esc



**DETALLE DE SOLDADURA**  
S/Esc

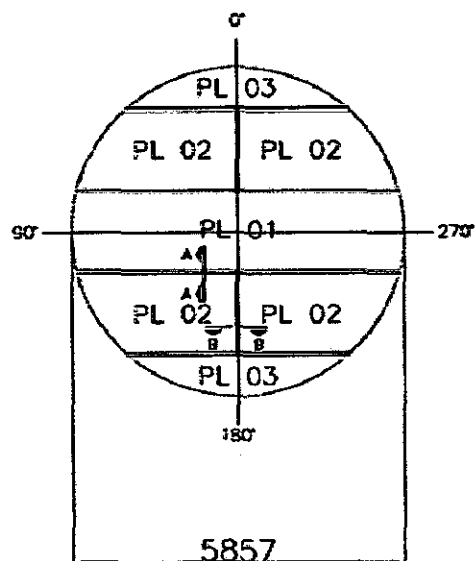


**LISTA DE MATERIALES DEL CASCO**

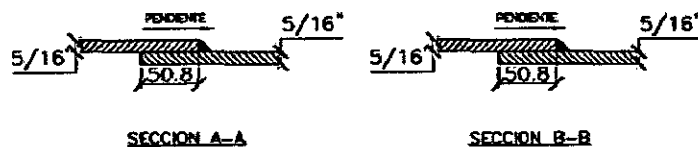
UBICACION	MATERIALES	DIMENSION	CANTIDAD
ANILLO 1	ASTM A-36	1500x6000x1/4"	3 UNIDADES
ANILLO 2	ASTM A-36	1500x6000x1/4"	3 UNIDADES
ANILLO 3	ASTM A-36	1500x6000x1/4"	3 UNIDADES
ANILLO 4	ASTM A-36	1500x6000x1/4"	3 UNIDADES
ANILLO 5	ASTM A-36	1500x6000x3/16"	3 UNIDADES
ANILLO 6	ASTM A-36	1500x6000x3/16"	3 UNIDADES
ANILLO 7	ASTM A-36	1500x6000x3/16"	3 UNIDADES

PROYECTO	CONSTRUCCION DE TANQUE LAVADOR	UBICACION	NOTAS
FECHA	DISTRIBUCION Y DETALLE DEL CILINDRO	FECHA	FECHA
REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO
APROBADO	APROBADO	APROBADO	APROBADO

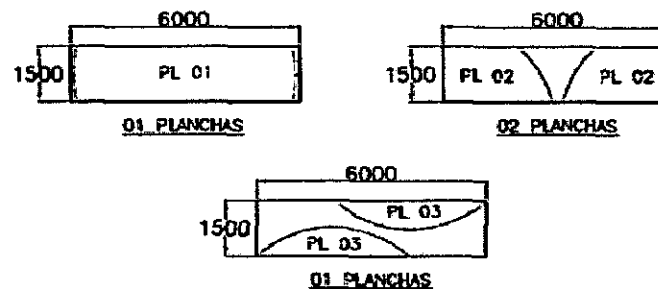
DISTRIBUCION DE PLANCHA DE FONDO  
Esc. 1/50



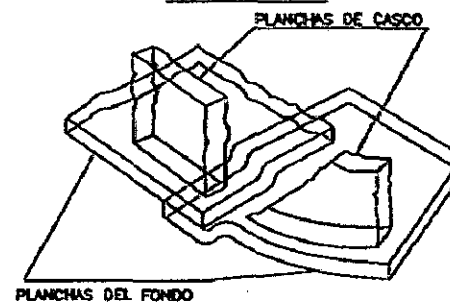
DETALLE DE SOLDADURA DE FONDO



DETALLE DE PLANCHA DE FONDO  
Esc. 1/75



PREPARACION DE LAS PLANCHAS DEL FONDO  
SOLDADOS O TRASLAPE DEBAJO DEL CASCO  
DEL TANQUE



LISTA DE MATERIALES DEL FONDO

UBICACION	MATERIALES	DIMENSION	CANTIDAD
FONDO	ASTM A-56	1500x6000x5/16"	04 UNIDADES

CONSTRUCCION DE TANQUE LAVADOR			
DISTRIBUCION Y DETALLE DEL FONDO			
Rev. 0	Rev. 0	Rev. 0	Rev. 0

